

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



**ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE FALLAS EN  
TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN REDES DE  
DISTRIBUCIÓN**

PRESENTADO POR:

**CARLOS ERNESTO CONTRERAS CAMPOS**

**MARCO RENÉ DÍAZ HERNÁNDEZ**

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

**INGENIERO ELECTRICISTA**

CIUDAD UNIVERSITARIA, NOVIEMBRE DE 2021

**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR**

RECTOR:

**MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO**

SECRETARIO GENERAL:

**ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCON SANDOVAL**

**FACULTAD DE INGENIERIA 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:

**ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE FALLAS EN  
TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN REDES DE  
DISTRIBUCIÓN**

Presentado por:

**CARLOS ERNESTO CONTRERAS CAMPOS**

**MARCO RENÉ DÍAZ HERNÁNDEZ**

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

**ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN**

SAN SALVADOR, NOVIEMBRE DE 2021

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

**ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN**

## NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, miércoles 29 de septiembre de 2021, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 2:00 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

2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia  
Secretario

  
Firma

  
Firma

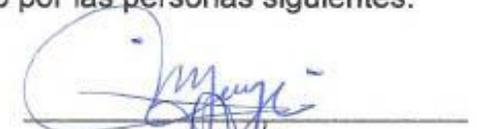


Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

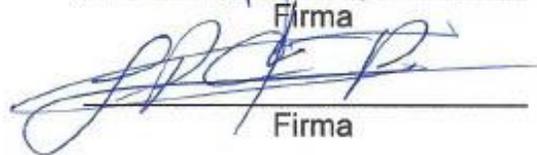
- ING. ARMANDO MARTINEZ CALDERON  
(Docente Asesor)

- MSC. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

- MSC. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ

  
Firma

  
Firma

  
Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE FALLAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

A cargo de los Bachilleres:

- CARLOS ERNESTO CONTRERAS CAMPOS

- MARCO RENÉ DÍAZ HERNÁNDEZ

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 9.3

( nueve punto tres )

## **AGRADECIMIENTOS.**

A Dios por darme la oportunidad de vivir, llenarme de sabiduría y sobre todo fortalecer mi corazón e iluminar mi mente para lograr esta meta propuesta, que significa la culminación de tantos años de esfuerzo y dedicación.

A mi querida familia, que siempre me ha apoyado durante toda mi vida, a mis padres: María Estela Campos Q y Jorge Contreras H, que siempre han tenido la educación como una prioridad para mi vida. A mis hermanos: Gabriela Contreras, Glenda Contreras y Jorge Contreras. Gracias por ser el apoyo fundamental a lo largo de este tiempo, ser inspiración, luz y guía para mi camino.

A mi compañero de trabajo Marco Díaz, por su entrega y dedicación en este trabajo, más que compañeros de tesis somos amigos y a pesar de las pequeñas discusiones durante el proceso, siempre prevaleció el objetivo de terminar el trabajo.

A todos los que aportaron durante el desarrollo y presentación de resultados, Al Ing. Armando Calderón, asesor de tesis, por ser parte fundamental del desarrollo de este trabajo, gracias por su apoyo, por su atención y dedicación, porque siempre estuvo pendiente de nuestros avances y reunión tras reunión nos guiaba con sus correcciones, aun con todas las dificultades que han presentado durante este periodo pandemia. A Rodrigo Rivas quien fue de mucho apoyo para la adquisición de datos de esta investigación, a los docentes y jurados, Ing. Carlos Pocasangre, Ing. Jorge Zetino e Ing. Roberto Chevez por la atención prestada y asesoría para la culminación de esta investigación.

Agradezco de manera especial a Sra. Reina Vides, que ha sido una segunda madre para mi durante el desarrollo de esta investigación y durante la carrera, que siempre ha estado apoyándome, brindándome su amistad, consejos, cariño y sobre todo siempre ha estado pendiente de nuestros avances para la culminación de este trabajo. Al personal administrativo de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, al Sr. Salvador Posada, Sr Juan Olano.

Agradezco a todas esas personas que me han estado apoyando desde el desarrollo de la carrera y durante todo este proceso de investigación, a mi novia Gabriela Sagastizado y su familia, a mis amigos y compañeros: Luis Sagastume, Cesar Salguero, Daniel Zelaya, Oliver Padilla, Andrés García y todos los miembros de la ASEIE que con su labor han aportado para mi crecimiento y desarrollo profesional.

**CARLOS ERNESTO CONTRERAS CAMPOS.**

Agradezco primeramente a Dios por habernos permitido concluir este trabajo de graduación sobre todo en las condiciones de pandemia en las cuales se realizó, y las dificultades que se pudieron superar con perseverancia y trabajo duro.

Agradezco a mi familia que ha sido el pilar fundamental durante mi carrera y durante mi vida, mis queridos padres: Marco Aurelio Díaz, Sandra Yanira Hernández, y mi hermana Yanira Stephanie. Gracias por su apoyo y por creer en mis capacidades, he aquí el fruto de todo ese esfuerzo.

Agradezco a mis abuelos: Evelio e Idalia, Audelio (QEPD) y Victoria (QEPD), y mis padrinos y guías: Salvador y Urania; a mis tíos: Norma, Mayra, Jaime, Paty, Jesús, Yesy, Oscar, Evelio, Tito, Gloria, Ricardo, René, Guillermina; y a mis primos por estar siempre al pendiente del desarrollo de mi carrera y mi bienestar en general.

Agradezco al grupo de trabajo que se formó: compañero Carlos Campos, asesor y guía Ing. Armando Calderón por su dedicación, atención, confianza y en especial las oportunidades brindadas.

A nuestro compañero Rodrigo Rivas quien también fue de mucho apoyo durante la realización de esta investigación; al Ing Carlos Pocasangre por estar al pendiente de la finalización del proceso y a los jurados Ing. Jorge Zetino e Ing. Roberto Chevez por la atención y asesoría brindada.

Agradezco especialmente a Sra. Reina Vides, nuestra segunda mamá durante todo este proceso, por brindarnos su colaboración, su consejo, su cariño y su orientación personal y profesional durante los años de carrera. Agradezco al personal administrativo de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, al Sr. Salvador Posada, Sr Juan Carlos Olano.

Agradezco a todos aquellos compañeros que se volvieron amigos y familia: Fredy Bonilla, Julio López, Jesús Díaz, Rodrigo Rivas, Erick Acosta, Oliver Padilla, Luis Sagastume, José Preza, Fidel Cortez, Job Acosta, Jorge Merino, Ernesto Membreño, Julio Ayala, Harold Romero, Fidel Castro, Amaru Flores, Baltazar Lucero, Carlos Campos, Aldair Najarro, Adonis Rodríguez, Ricardo Morales, Diego Alberto, todos Ingenieros y futuros Ingenieros Electricistas; y agradezco también a todos los compañeros y amigos miembros de la ASEIE por la labor que hacen, creando espacios y oportunidades académicas y sociales para el desarrollo del estudiante. Por último, agradezco a mis amigos quienes siempre han estado para brindarme su apoyo incondicional: Alexis Hernández, Silvia Batres, Alexandra Rodríguez, Oliver Padilla, Adonis Henríquez, Carlos Sandoval, Kevin Santos, Cesar Rivera y Walter Paiz.

**MARCO RENÉ DÍAZ HERNÁNDEZ.**

## CONTENIDO

OBJETIVOS .....	3
INTRODUCCIÓN .....	4
Capítulo 1 EL TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	5
1.1 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA. ....	5
1.1.1 TIPOS DE SUBESTACIÓN. ....	6
1.2 ELEMENTOS DE UNA SUBESTACION ELECTRICA. ....	8
1.3 EL TRANSFORMADOR. ....	11
1.3.1 CIRCUITO EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR .....	12
1.4 TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	18
1.4.1 COMPONENTES DEL TRANSFORMADOR SUMERGIDO EN ACEITE.....	19
Capítulo 2 : TIPOS DE FALLAS Y PRUEBAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA. ....	34
2.1 PRUEBAS DE DIAGNÓSTICO MÁS IMPORTANTES. ....	34
2.1.1 INSPECCIONES PROGRAMADAS DES-ENERGIZADAS.....	35
2.1.2 PRUEBAS DE TANQUE.....	36
2.1.3 PRUEBAS EN CAMBIADOR DE TAP.....	47
2.1.4 PRUEBAS EN BUSHING.....	52
2.1.5 PRUEBAS EN EQUIPO AUXILIAR.....	59
2.1.6 TIPOS DE FALLAS Y PRUEBAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA. ....	63
2.1.7 PRUEBAS DE MANTENIMIENTO SEGÚN IEEE C57.152 Y RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN.....	67
2.1.8 PRUEBAS DE MANTENIMIENTO SEGÚN ENCUESTA EIE UES Y RESUMEN GENERAL DE LA RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN .....	68
Capítulo 3 ESTADISTICAS DE FALLAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	71
3.1 PRINCIPALES FALLAS EN UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA. ....	71

3.2 ESTADÍSTICAS DE FALLAS INTERNACIONALES EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA. .....	74
3.3 CURVA DE BATH PARA TRANSFORMADOR DE POTENCIA. ....	75
3.4 ESTADÍSTICAS DE FALLAS DE CIGRE.....	77
3.5 ESTADÍSTICAS DE FALLAS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN CUBA.....	78
3.6 ISAGEN (EMPRESA COLOMBIANA DE DISTRIBUCIÓN Y SOLUCIONES ELÉCTRICAS)...	79
3.7 COMPONENTES PRINCIPALES DEL TRANSFORMADOR Y MECANISMO DE FALLA. ....	80
3.7.1 TANQUE PRINCIPAL DEL TRANSFORMADOR.....	80
3.7.2 CONMUTADOR DE TOMAS BAJO CARGA .....	80
3.7.3 SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DEL TRANSFORMADOR.....	81
3.7.4 BUSHINGS .....	81
3.8 MODELOS MATEMÁTICOS PARA FALLAS DE TRANSFORMADORES.....	81
3.9 ESTUDIO ESTADÍSTICO DE FALLAS SEGÚN EIE UES .....	83
CONCLUSIONES.....	90
BIBLIOGRAFÍA .....	91
ANEXOS.....	92

## OBJETIVOS

### Generales:

- Estudiar la normativa referente al diagnóstico de fallas en transformadores de potencia utilizados en sistemas de distribución, basándose en el STD IEEE C57-152.

### Específicos:

- Evaluar estadísticamente la naturaleza de fallas más frecuentes en los transformadores de potencia utilizados en sistemas de distribución.
- Análisis de las especificaciones técnicas más relevantes para la adquisición de transformadores de potencia.
- Estudiar las diferentes pruebas para verificación de parámetros del transformador, basándose en estadísticas de fallas.
- Desarrollar un análisis de prevención de las fallas eléctricas en el transformador de potencia.

## INTRODUCCIÓN

El objetivo de este trabajo de graduación es la realización de un estudio estadístico de fallas en los transformadores de potencia para obtener el porcentaje de ocurrencia de las diferentes fallas que pueden ocurrir, tomando como muestra 4 empresas de distribución y transmisión del sistema eléctrico del país, para así, poder comparar las estadísticas nacionales con las estadísticas que se han obtenido a nivel internacional por distintos organismos que han realizado estudios similares.

Para lo cual, se ha elaborado una encuesta que ha sido distribuida a dichas empresas de manera virtual debido a la situación de pandemia que se ha vivido en los últimos años, lo que ha imposibilitado hacerlo de manera presencial.

La encuesta presenta interrogantes acerca de la población de transformadores de potencia de cada empresa, el mantenimiento preventivo que se le realizan a estos, basados en una guía presentada por la norma IEEE 52 157, en la cual se recopilan las diferentes pruebas posibles que pueden realizarse en un transformador de potencia, clasificándolas como recomendadas, aquellas que deben realizarse de manera rigurosa; de ser necesarias, aquellas que no son indispensables pero aportan información importante; y las opcionales, aquellas que son complementarias.

Luego, la encuesta presenta las interrogantes acerca del porcentaje de ocurrencia de fallas dentro de un transformador, en esta encuesta se toma en cuenta la totalidad de fallas que puede ocurrir dentro de un transformador de potencia (pero eliminando algunas que no son muy comunes en el país, según la experiencia del asesor), basados en lo que expresa la norma IEEE 52 140, y se da la opción al encuestado de agregar alguna otra causa de falla que no haya sido considerada dentro de dicho estudio.

El estudio empieza, dividiendo el transformador en 4 grandes componentes, sobre los cuales la distribuidora debe asignar según sus bitácoras, el porcentaje de ocurrencia de falla de cada uno de estos componentes: Aisladores pasa tapas, cambiador de tap, Tanque y equipo auxiliar. Luego, cada uno, de los sistemas puede presentar una diversidad de fallas, el estudio profundiza en ellas, para poder llegar a una tabla que detalle el porcentaje de ocurrencia de más de 30 fallas dentro del transformador de potencia.

Una vez terminado el estudio, se hace una comparación entre las estadísticas obtenidas por la EIE UES, contra organismos como el CIGRE (internacionalmente) y el ISAGEN (Colombia), comentando las similitudes y diferencias.

## CAPÍTULO 1 EL TRANSFORMADORES DE POTENCIA

### INTRODUCCIÓN.

En este capítulo se estudiarán de manera breve los distintos componentes de un sistema de potencia, con especial enfoque en el transformador de potencia aislado en aceite, el estudio descriptivo de cada parte del transformador de potencia no está al alcance de este trabajo, por ende, no se detallará de manera exhaustiva cada componente.

Se estudiará el circuito equivalente para conocer de manera general el funcionamiento eléctrico del transformador de potencia, detallándose todos los componentes de dicho elemento en la figura 1.7.

### 1.1 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

Según SIGET (Superintendencia General de Electricidad Y Telecomunicaciones) el concepto de subestación eléctrica es: "Es la instalación ubicada en un ambiente específico y protegido, compuesta por equipos tales como: seccionadores, interruptores, barras, transformadores, etc., a través de la cual la energía eléctrica se transmite con el propósito de conmutarla o modificar sus características."<sup>1</sup> Por lo cual podemos decir que, se entiende por subestación eléctrica al conjunto de máquinas, aparatos y circuitos que tienen la finalidad de conversión, regulación y distribución de energía eléctrica. Estas a partir de su diseño pueden cumplir una de las siguientes funciones: transformación (tensión, frecuencia o número de fase), rectificación, compensación del factor de potencia y conexión de dos o más circuitos.

Una subestación Eléctrica debe ser confiable, económica, segura y con un diseño tan sencillo como sea posible; éste último debe proporcionar un alto nivel de continuidad de servicio y contar con medios para futuras ampliaciones, flexibilidad de operación y bajos costos inicial y final.

Debe estar equipada con lo necesario para dar mantenimiento a líneas, interruptores automáticos y disyuntores, sin interrupciones en el servicio ni riesgos para el personal y los consumidores

- **Protección:** Las subestaciones tienen los equipos necesarios para detectar las fallas y aislarlas de las fuentes de energía. Esto es indispensable para la seguridad de las personas y la integridad de los equipos.
- **Medida:** Se miden las tensiones, corrientes, flujos de potencia activa y reactiva, energía, etc. Esta medición de variables es útil desde el punto de vista operativo y comercial.
- **Maniobra:** Para realizar re-configuraciones de la red o para retirar de servicio circuitos y equipos para mantenimiento, garantizando la seguridad de las personas y manteniendo la continuidad del servicio.

- Supervisión y control: elementos necesarios para que desde una estación remota se pueda conocer el estado de los diferentes equipos y de las variables eléctricas. También, es posible realizar maniobras en forma remota.

### 1.1.1 TIPOS DE SUBESTACIÓN.

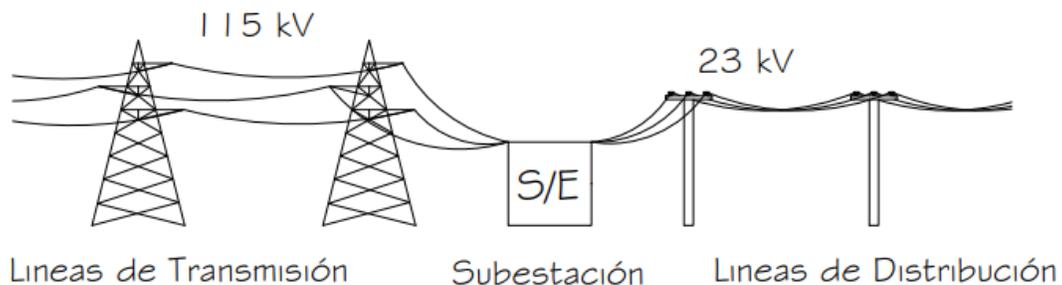
Las subestaciones, de acuerdo al tipo de función que desarrollan, se pueden clasificar en tres grupos:

- a) Subestación transformadora de Tensión.

Poseen uno o varios transformadores que elevan o reducen la tensión.

- Subestación Reductora

Son las encargadas de disminuir las tensiones de alta tensión a media tensión para su posterior distribución. La tensión primaria de los transformadores depende de la tensión de la línea de transporte (en nuestro país 115 kV), mientras que la secundaria de los transformadores está condicionada por la tensión en las líneas de distribución (23/13.2 kV, 13.2/7.6 kV dependiendo de la zona).



**Figura 1: Subestación reductora.**

- Subestación Elevadora

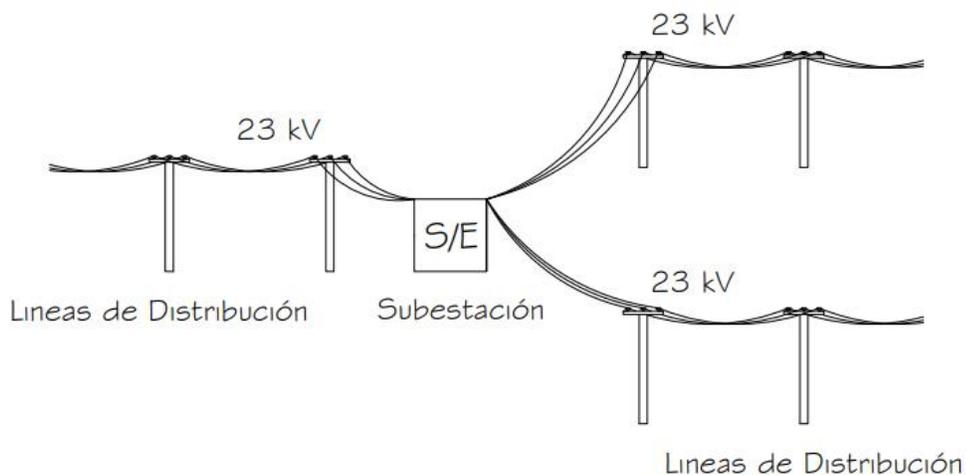
Elevan la tensión generada de media a alta tensión para poder transportarla. Por lo general se encuentran situadas a un lado de las centrales generadoras de electricidad. La tensión primaria de los transformadores se encuentra entre 3 y 36 kV. Mientras que la tensión secundaria de los transformadores se encuentra condicionada por la tensión de las líneas de transmisión (115 kV en nuestro país).



Generador    Subestación    Líneas de Transmisión

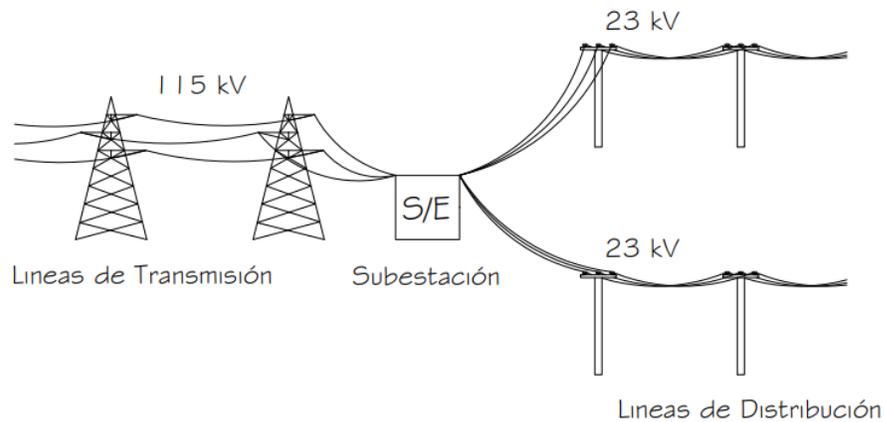
**Figura 2: Subestación reductora.**

- b) Subestaciones de maniobra o Seccionadoras de circuito.  
 Este tipo de subestación tiene como función la interconexión entre dos o más circuitos y se caracterizan porque todas las líneas que concurren a la subestación poseen la misma tensión, además permite la formación de nudos en una red de malla lo cual aumenta la confiabilidad del sistema.



**Figura 3: Subestación de maniobra o seccionadora.**

- c) Subestaciones mixtas (mezcla de las dos anteriores)  
 Es destinada a la transformación de tensión desde un nivel superior a otro inferior, así como a la conexión entre circuitos del mismo nivel.



**Figura 4: Subestación mixta.**

Otra forma de clasificar una subestación es según su nivel de tensión.

- Subestaciones de transmisión. Arriba de 230 kv.
- Subestaciones de subtransmisión. Entre 230 y 115kv.
- Subestaciones de distribución primaria. Entre 115 y 23 kv.
- Subestaciones de distribución secundaria. Debajo de 23 kv.

## 1.2 ELEMENTOS DE UNA SUBESTACION ELECTRICA.

Los principales elementos que conforman una subestación eléctrica son:

- **El transformador.**  
Su función es transferir energía eléctrica de un circuito a otro que por lo general están a diferente tensión y están acoplados magnéticamente.



*Figura 5: Transformador de potencia. (Shanghai Delixi Group)*

- **Interruptor de potencia.**

Son los elementos que se encargan de desconectar el circuito bajo condiciones de corriente nominal, vacío y cortocircuito, es decir con condiciones normales y anormales.



*Figura 6: interruptor de potencia (ABB GROUP, junio 2013.)*

- **Cuchillas desconectadoras.**

Son dispositivos de maniobra capaces de interrumpir de forma visible la continuidad de un circuito, pueden ser de maniobra bajo tensión pero generalmente se operan sin corriente ya que poseen una capacidad interruptora casi nula.



*Figura 7: Cuchillas desconectadoras (ABB GROUP, 2018.)*

- **Fusibles.**

Son dispositivos de protección contra cortocircuitos y sobrecargas, está reservado para la interrupción automática del circuito que protege cuando se verifican condiciones anormales de funcionamiento que están asociadas con las sobrecorrientes.



*Figura 8: Fusibles (ABB group, 2018).*

- **Instrumentos eléctricos de medición y tableros.**

Estos son: amperímetro, voltímetro, vatímetro, frecuencímetro, instrumentos registradores, etc.



*Figura 9: Varmetro (Circuitor,2016).*

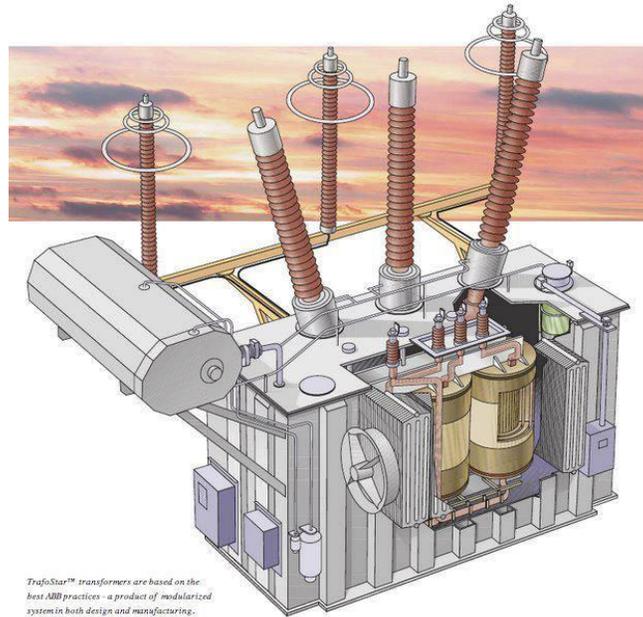
- **Aisladores.**  
Se emplean como elementos de montaje y sujeción de barras y conductores.



*Figura 10: aisladores (Caon, 2018).*

### 1.3 EL TRANSFORMADOR.

Es el elemento más importante de la subestación, se trata de un dispositivo electromagnético utilizado para aumentar o disminuir una fuerza electromotriz (potencia, tensión eléctrica o voltaje), también se puede utilizar para aislar eléctricamente un circuito.



**Figura 11: Transformador ABB.**

### 1.3.1 CIRCUITO EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR

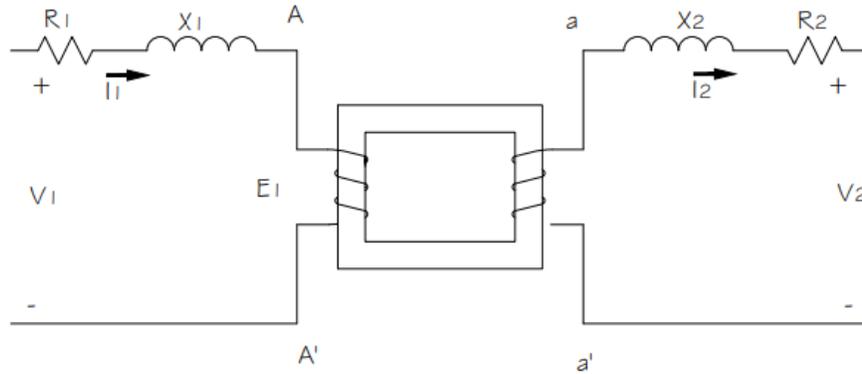
Al usar un modelo que represente los efectos magnéticos y eléctricos desarrollados en el transformador, como parámetros concentrados y conocidos, es posible realizar cálculos según la teoría de circuitos, permitiendo conocer la respuesta de una máquina frente a unas determinadas condiciones de funcionamiento.

A continuación, se explica de manera sencilla, una serie de pasos para el modelado del transformador, referido al nivel de tensión primario.

Definiendo variables a utilizar:

- $E_1$ ,  $E_2$ : tensiones inducidas del lado primario y del secundario respectivamente.
- $N_1$ ,  $N_2$ : Número de vueltas de los embobinados del primario y del secundario respectivamente.
- $V_1$ : tensión de la fuente,  $V_2$ : tensión de la carga.
- $I_1$ ,  $I_2$ : corrientes que circulan por los devanados primario y secundario, respectivamente.
- $R_1$ ,  $R_2$ ,  $X_1$ ,  $X_2$ : Resistencia de devanado primario y secundario respectivamente, reactancia de dispersión primario y secundario, respectivamente.
- $X_m$ ,  $R_m$ , Resistencia que representa las pérdidas en el núcleo, Reactancia que representa flujo circulante en el núcleo.

A continuación, se presenta el circuito equivalente del transformador real:



**Figura 12: circuito equivalente del transformador real. (Guru & Huseyin R. Hiziroglu, 2013).**

Para obtener el circuito equivalente referido al primario:

Se reducen ambos devanados de un transformador ideal (aquel que no presenta pérdidas de potencia entre su alimentación y su carga) al mismo número de espiras, matemáticamente se tiene:

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = m \rightarrow E_2 = \frac{E_1}{m}$$

En el circuito equivalente referido se tiene que al ser  $N'_2 = N_1$

$$\frac{E_1}{E'_2} = \frac{N_1}{N'_2} = 1$$

$$E'_2 = mE_2$$

Además, para que este nuevo transformador sea equivalente al original, la potencia activa y reactiva, así como la potencia aparente, deben conservarse. Como el secundario del transformador ideal debe consumir la misma potencia aparente que el secundario del transformador real se tiene

$$E_2 \cdot I_2 = E'_2 \cdot I'_2$$

Se puede obtener la relación entre la corriente real del secundario del transformador y la corriente reflejada del secundario del transformador

$$I'_2 = \frac{E_2 \cdot I_2}{E'_2} = \frac{E_2 \cdot I_2}{m \cdot E_2} = \frac{I_2}{m}$$

Así también se puede realizar el mismo procedimiento para las impedancias

$$\frac{E_2}{I_2} = Z_2 = R_2 + jX_2$$

$$\frac{E'_2}{I'_2} = Z'_2 = \frac{E_2 \cdot m}{\frac{I_2}{m}} = m^2 * \frac{E_2}{I_2}$$

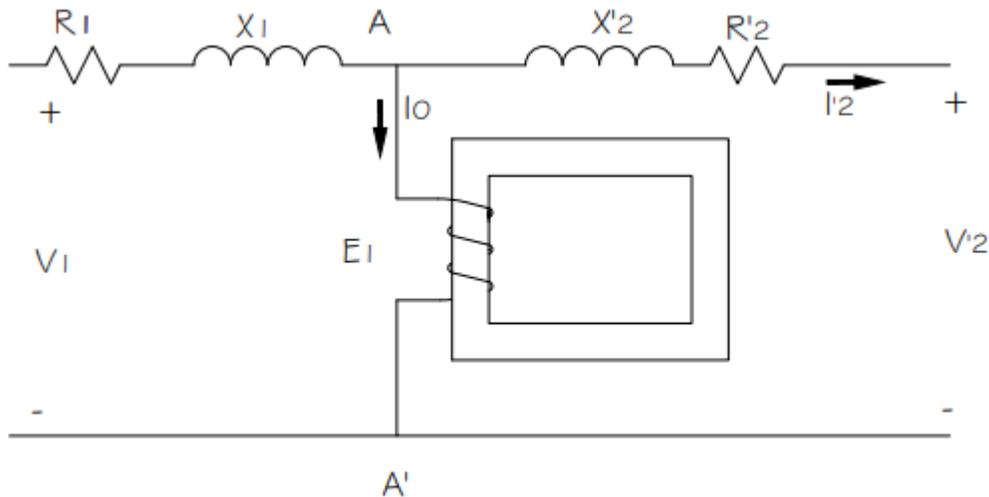
$$Z'_2 = m^2 * Z_2$$

$$R'_2 = m^2 * R^2, X'_2 = m^2 * X_2$$

Se puede concluir que, cualquier impedancia Z conectada al secundario del transformador se reducirá al primario mediante

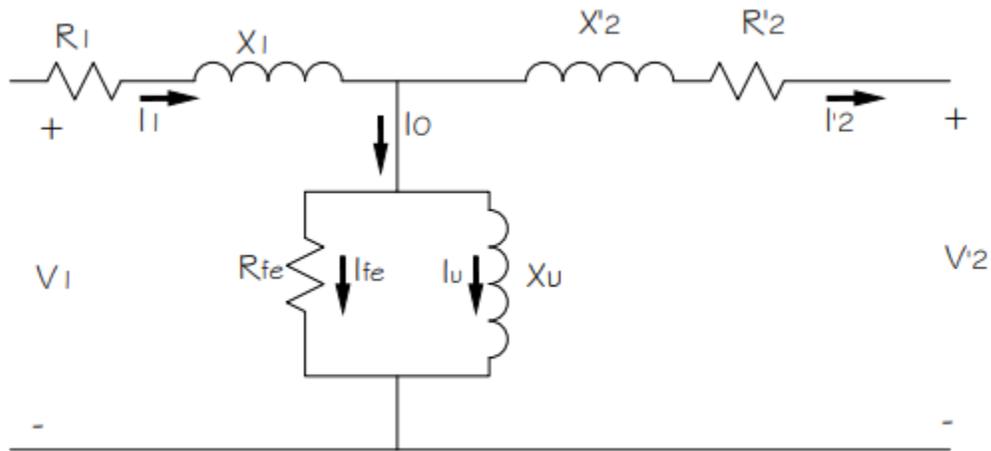
$$Z'_2 = m^2 \cdot Z_2$$

Dado que  $E_1 = E'_2$  los terminales A-a y A'-a' se pueden unir, sustituyendo ambos devanados por uno solo



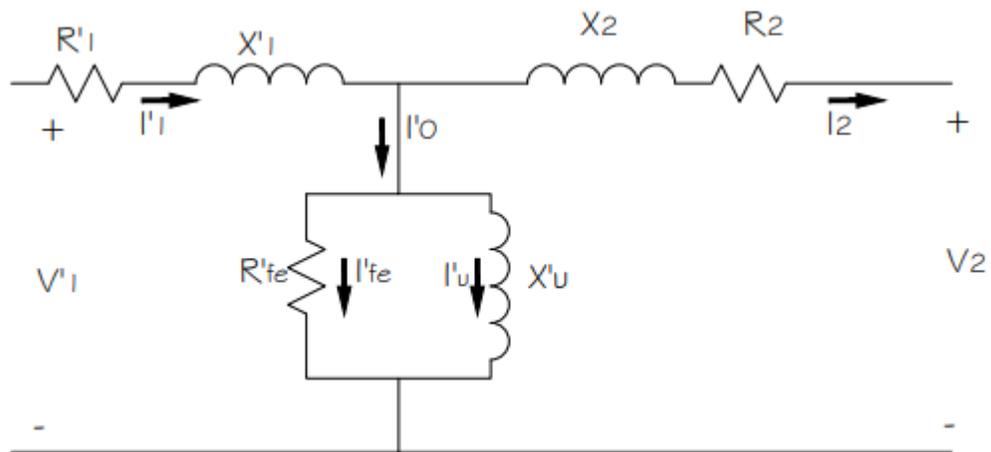
**Figura 13:** Circuito equivalente de un transformador real reducido al primario (Guru & Huseyin R. Hiziroglu, 2013).

La corriente que circulará por el devanado será la diferencia entre  $I_1$  y  $I'_2$  que es igual a la corriente de vacío,  $I_0$ . Esta corriente a su vez tiene dos componentes, una activa  $I_{Fe}$  y otra reactiva  $I_\mu$ , en arreglo paralelo formado por una resistencia  $R_{Fe}$ , que modela las pérdidas por efecto Joule en el hierro del transformador y por una reactancia  $X_\mu$  por la que se deriva la corriente de magnetización de la máquina. A este resultado se le conoce como el circuito equivalente exacto del transformador reducido al primario.



**Figura 14: Circuito equivalente del transformador reducido al primario (Guru & Huseyin R. Hiziroglu, 2013).**

Si se sigue el mismo proceso dejando inalterado el secundario y tomando el número de espiras del primario  $N'_1=N_2$  se obtiene el circuito equivalente del transformador exacto reducido al secundario.

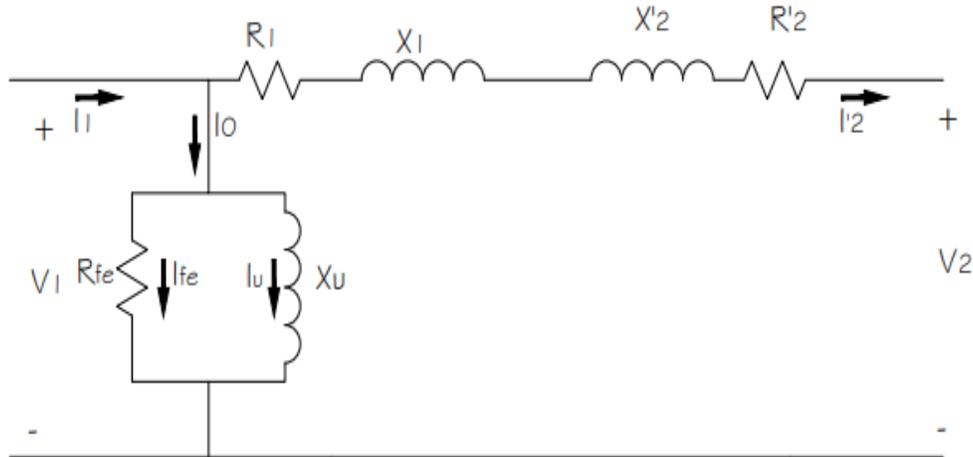


**Figura 15: Circuito equivalente de transformador reducido al secundario (Guru & Huseyin R. Hiziroglu, 2013).**

En el cual:

$$V'_1 = \frac{V_1}{m}, R'_1 = \frac{R_1}{m^2}, X'_1 = \frac{X_1}{m^2}, I'_1 = m \cdot I_1, I'_0 = m \cdot I_0, R'_{Fe} = \frac{R_{Fe}}{m^2}, X'_\mu = \frac{X_\mu}{m^2}$$

Ahora bien, debido al pequeño valor de  $I_0$  (corriente de magnetización) frente a los valores de las corrientes  $I_1$  e  $I_2$ , se emplea el circuito equivalente aproximado del transformador. Este circuito se obtiene trasladando la rama en paralelo por la que circula la corriente de vacío a los bornes de la entrada del primario



*Figura 16: Circuito equivalente aproximado (Guru & Huseyin R. Hiziroglu, 2013).*

## AISLAMIENTO EN TRANSFORMADORES

Desde el punto de vista del medio refrigerante, los transformadores se pueden dividir en dos grupos:

- Transformadores con aislamiento seco.
- Transformadores con aislamiento en aceite.

### TRANSFORMADORES CON AISLAMIENTO SECO

Tienen su parte activa en contacto con directo con un medio refrigerante gaseoso (por lo general aire) o bien algún medio refrigerante solido como por ejemplo resinas, materiales plásticos, etc. Estas máquinas por lo general se construyen para potencias de algunos kVA, y para operar en tensiones que normalmente no superan los 15 kV por lo que su empleo es reducido casi a los servicios auxiliares de algunas otras instalaciones o como parte integrante de las instalaciones secundarias industriales o comerciales.

### TRANSFORMADORES EN ACEITE.

Poseen su parte activa sumergida en aceite mineral (derivados del petróleo) por lo que estas máquinas no tienen limitaciones en potencia y tensiones. Es común encontrar transformadores hasta de 400 MVA y con tensiones del orden de 500 kV y en algunos casos

con valores superiores de potencia y tensión como los usados en las redes eléctricas de Estados Unidos, Rusia y Canadá.

Los transformadores sumergidos en aceite están en una cubierta llamada cuba que contiene en su interior la parte activa del transformador (el núcleo magnético) y se encuentra cubierto de aceite mineral o aceite vegetal, los cuales actúan de aislante eléctrico y refrigerante. El calor generado por la parte activa (núcleo) del transformador se transmite al aceite y este disipa el calor al ambiente a través de la superficie externa de la cuba. En algunos casos, la cuba posee aletas o radiadores que aumenta la superficie externa, con lo que disipan el calor de mejor manera. En otras ocasiones, el aceite es refrigerado por otro fluido a través de un intercambio de calor.

### **TIPO DE REFRIGERACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES.**

Según la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC, por sus siglas en inglés: International Electrotechnical Commission), el tipo de refrigeración de un transformador se designa mediante cuatro letras mayúsculas. Las dos primeras se refieren al refrigerante primario, aquel que está en contacto con su parte activa (Núcleo) y las últimas dos se refieren al refrigerante secundario. De cada par de letras, la primera indica el tipo de fluido que se ocupará y la segunda señala su modo de circular

A continuación, se presenta una tabla donde se resumen los materiales y tipos de circulación utilizados en transformadores.

**Tabla 1: Designación de la refrigeración de un transformador (Pozuela, 2015)**

Tipo de fluido	Símbolo	Tipo de circulación	Símbolo
Aceite Mineral	O	Natural	N
Pyraleno	L	Forzada	F
Gas	G		
Agua	W		
Aire	A		
Aislante sólido	S		

Como ejemplo, un transformador ONAN es un transformador en baño de aceite en el que este opera como refrigerante primario y se mueve por convención natural al presentarse una diferencia de densidades entre el aceite caliente en contacto con la parte activa. El refrigerante secundario es aire con circulación natural el aire enfría la cuba del transformador. Así, un transformador ONAF es un transformador en baño de aceite similar al ONAN, solo que en este caso el aire se envía hacia la cuba mediante ventiladores.

Para los transformadores tipo seco, el IEC recomienda:

- Enfriamiento por aire natural.
- Enfriamiento con circulación forzada del aire al exterior por medio de ventiladores.
- Enfriamiento con circulación forzada de aire en el núcleo y los devanados.

Y para los transformadores en aceite:

- Enfriamiento con circulación natural de aceite y de aire.
- Enfriamiento con circulación natural de aceite y aire auxiliado por circulación forzada de aire.
- Enfriamiento con circulación forzada de aceite y circulación natural de aire.
- Enfriamiento con circulación forzada de aceite y circulación forzada de aire.
- Enfriamiento con circulación forzada de aceite y circulación forzada de agua por medios externos.

Un aspecto importante a considerar con respecto al medio de enfriamiento de los transformadores es que la disipación de calor por convección disminuye con la altitud, es decir a mayor altura de operación la disipación de calor se hace menos efectiva, por lo que a mayor altitud se reduce la capacidad del transformador (su potencia) debido a la reducción que sufre la disipación de calor, pudiéndose expresar esta reducción en forma aproximada con un factor que se aplica por cada 100 metros sobre la altura de 1000 metros sobre el nivel del mar, siendo el factor mostrado en la tabla 2.

*Tabla 2: factor de disminución de capacidad de enfriamiento.*

Tipo de enfriamiento	Factor
En aceite con enfriamiento natural	0.4 %
En aceite con circulación de aire forzado	0.5 %
En aceite con circulación forzada de aceite y circulación forzada de aire.	0.5 %
Secos con enfriamiento natural	0.3 %
Secos con ventilación forzada	0.5 %

#### **1.4 TRANSFORMADOR DE POTENCIA.**

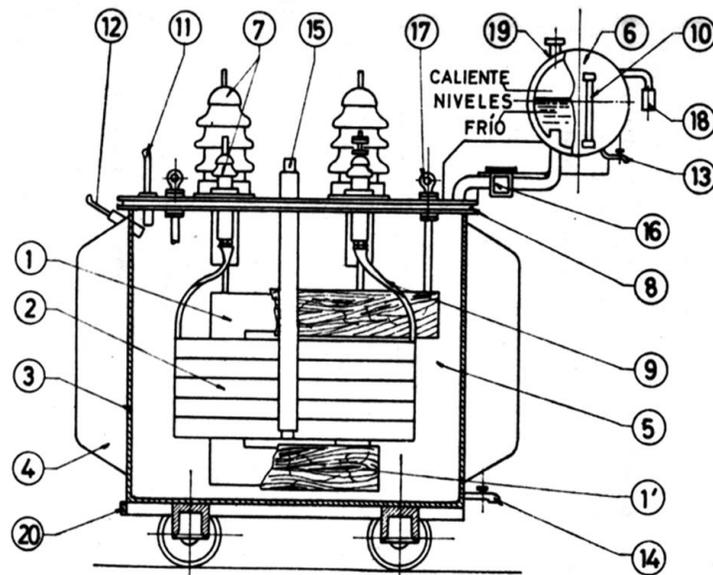
Están destinados a transformar potencias de cierta consideración, alimentados por tensión y frecuencia fija, su principal función es elevar o disminuir la tensión y corriente entre dos circuitos.

Los transformadores de potencia son usados en los sistemas eléctricos para transferir energía entre circuitos mediante el uso de inducción electromagnética. El término transformador de potencia es usado para referirse a los transformadores usados entre el generador y los circuitos de distribución, y estos por lo general están entre potencias de

500 kVA y superiores. Los sistemas de energía típicamente consisten de un gran número de lugares de generación, puntos de distribución, e interconexiones dentro del sistema o con sistema cercanos y/o vecinos, la complejidad del sistema conduce a una variedad de voltajes de distribución y transmisión. Los transformadores de potencia son usados en cada uno de estos puntos donde hay una conversión entre niveles del voltaje.

Los transformadores de potencia son seleccionados en base a la aplicación, y su diseño es más complejo cuanto mayor sea su capacidad. Aquellos que están disponibles para operación step-up (elevación) son usados principalmente en el generador, y los de operación step-down (reducción) son utilizados principalmente para alimentar los circuitos de distribución. Estos equipos están disponibles en aparatos de una sola fase o tres fases.

#### 1.4.1 COMPONENTES DEL TRANSFORMADOR SUMERGIDO EN ACEITE.



**Figura 17: Partes de un transformador de potencia sumergido en aceite. (transformadores de potencia y medida, Enrique Ras).**

Los principales componentes del transformador sumergido en aceite son:

- |                         |                                 |
|-------------------------|---------------------------------|
| 1. NÚCLEO               | 11. TERMÓMETRO ACEITE           |
| 2. DEVANADOS            | 12. TERMÓMETRO DEVANADO         |
| 3. CUBA                 | 13. GRIFO DE VACIADO            |
| 4. ALETAS REFRIGERACIÓN | 14. GRIFO DE VACIADO DE LA CUBA |
| 5. ACEITE               | 15. CAMBIOS DE TENSIÓN          |
| 6. TANQUE EXPANSION     | 16. RELÉ BUCHOLZ                |
| 7. AISLADORES           | 17. CÁNCAMOS TRANSPORTE         |
| 8. JUNTA                | 18. DESECADOR AIRE              |
| 9. CONEXIONES           | 19. TAPON LLENADO               |
| 10. NIVEL DE ACEITE     | 20. PUESTA A TIERRA.            |

## NÚCLEO Y DEVANADOS.

El núcleo y los devanados son los elementos principales de la parte activa del transformador, El núcleo es la parte del transformador que forma el circuito magnético de la máquina. Su función es la de conducir el flujo magnético que se genera al hacer circular una corriente alterna por los devanados.

Un núcleo magnético está constituido esencialmente por un conjunto de chapas magnéticas provistas de tensores (piezas de apriete y bridas) fuertemente sujetas por bulones.

El núcleo se elabora con chapa magnética de cristales orientados y aisladas sobre las dos caras, las chapas que constituyen el circuito magnético del transformador tienen la propiedad de tener pérdidas relativamente bajas por efecto de histéresis y corrientes de FOUCAULT.

El núcleo de acero puede ser laminado en caliente o en frío, de grano orientado o de grano No orientado, e incluso del láser trazado para mejorar el rendimiento. Su grosor varía entre 0.23 mm a más de 0.33 mm. La sección transversal central puede ser circular o rectangular, con núcleos circulares comúnmente se nombran como construcción cruciforme

El devanado en el transformador (bobinado), es el componente formado por un hilo conductor aislado y enrollado repetidamente, este enrollamiento de alambre magnético sobre un núcleo es el que hace que por medio de inducción electromagnética se produzcan variaciones de corriente.

Los bobinados consisten de conductores portadores de corriente, enrollada alrededor de las secciones del núcleo, Y estos deben ser debidamente aislados apoyados y enfriados para soportar condiciones de operación y prueba. El cobre y el aluminio son los materiales primarios utilizados como conductores en bobinados de transformadores de potencia. Mientras que el aluminio es más ligero y generalmente es menos costoso que el cobre, una mayor sección transversal de conductor de aluminio Debería ser utilizada para transportar una corriente similar a la que transporta el cobre.

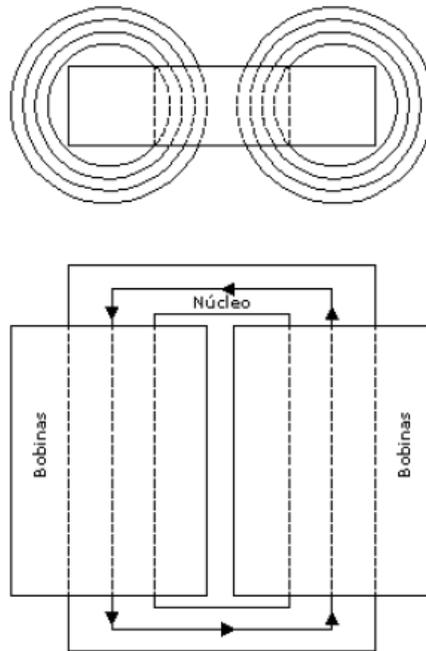
El cobre tiene mayor resistencia mecánica y se utiliza exclusivamente en casi todos los rangos de menor tamaño, donde los conductores de aluminio podrían ser perfectamente aceptables. En caso donde fuerzas extremas se encuentran, los materiales como aleaciones plata cobre puede ser utilizado para fuerzas aún mayores. Los conductores utilizados en transformadores de potencia son típicamente hilos con sección transversal rectangular, Aunque algunos transformadores de capacidades más bajas pueden utilizar hojas o papel de aluminio.

Hay dos tipos básicos de construcción del núcleo utilizados en transformadores de potencia de columnas y acorazado:

- **TIPO NUCLEO,**

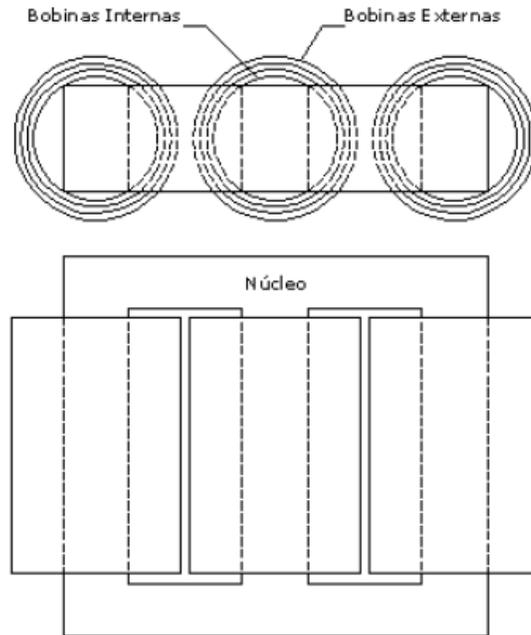
En esta construcción existe un camino único para el circuito magnético. La figura 18 muestra un esquema de un núcleo de una sola fase, con las flechas que indican el camino

magnético. Para aplicaciones de una sola fase, las bobinas suelen dividirse sobre las dos columnas del núcleo como se muestra. Este diseño es utilizado para valores de corriente y kVA bajos.



*Figura 18: Esquema de construcción de un núcleo a columnas de una sola fase.*

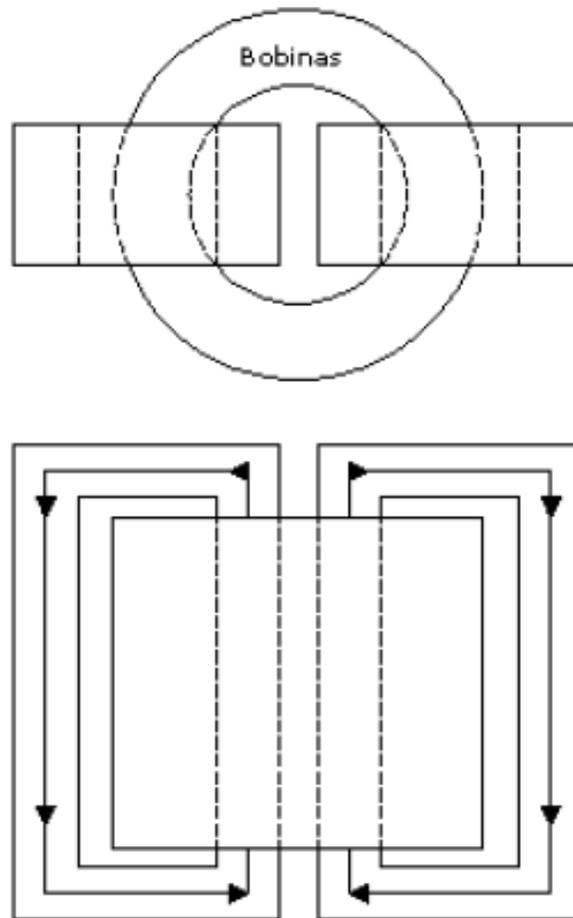
En aplicaciones de tres fases, las bobinas de una fase particular, están normalmente en la misma columna, Como se ilustra en la figura 19. Los bobinados se construyen por separado y son colocados sobre sus columnas respectivas durante la fase de montaje.



**Figura 19: esquema de construcción de un núcleo a columna de tres fases.**

- TIPO ACORAZADO, es en el cual el flujo atraviesa a un único grupo de devanado que está formado por dos componentes existentes de circuitos magnéticos en paralelo. Este tipo de diseño es utilizado en transformadores de potencia iguales o mayores a 50 MVA.

En la construcción tipo acorazado, el núcleo ofrece varias Rutas para el circuito magnético. La figura 20 es un esquema de un núcleo de forma acorazado de una sola fase, con los dos caminos magnéticos ilustrados. El núcleo típicamente es apilado directamente alrededor de las bobinas, que son devanados tipo “pancake”, aunque algunas aplicaciones son tales que el núcleo y los arrollamientos se ensamblan de una manera similar a la forma de las columnas. Debido a las ventajas a cortocircuito y transitorios de voltaje, la forma acorazada tiende a ser usada con más frecuencia en los transformadores más grandes, donde las condiciones pueden ser más severas.



*Figura 20: Esquema de construcción de un núcleo acorazado de una sola fase.*

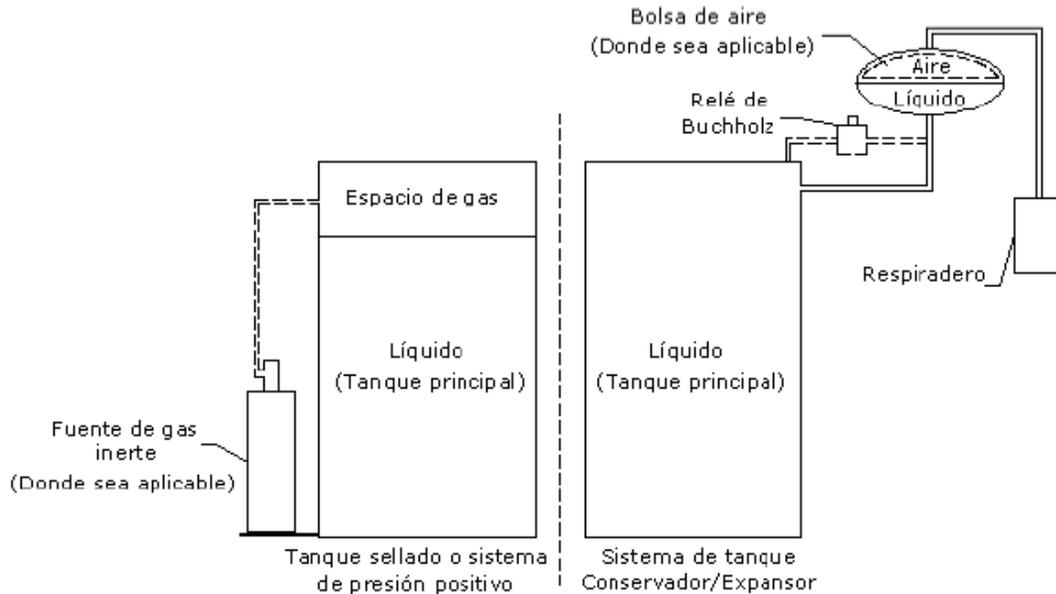
#### CUBA O TANQUE.

Es la estructura mecánica en la cual está montado el transformador. Este debe ser hermético, soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente, debe proteger eléctrica y mecánicamente a todos los componentes internos del transformador, entre otras funciones.

Tienen por lo general forma rectangular en los transformadores de gran potencia, pudiendo ser ovalados o cilíndricos en los transformadores de potencia menores, incluyendo los de distribución, se construyen de lámina de acero rolada con soldadura en las uniones y reforzada, está dimensionado para resistir presiones bajas de hasta 2 a 3 mm de mercurio (Hg) y sobrepresiones del orden de 1 a 2 kg/cm<sup>2</sup> para transformadores de gran potencia (superiores a 100 MVA).

Los sistemas de preservación intentan aislar el ambiente interno del transformador del ambiente externo (atmósfera), sin embargo, un cierto grado de interacción, o respiración,

es necesario para acomodar las variaciones de presión que se producen en condiciones de operación, tales como la expansión y contracción de los líquidos con la temperatura. Los métodos más comunes de respiración son: Tanque sellado o sistema de presión positivo y Tanque Conservador.



**Figura 21: tanque con sistema sellado y tanque conservador. (Eduardo Cajamarca, 2010).**

- El sistema de sellado del tanque, posee el interior del tanque aislado de la atmósfera y mantiene una capa de gas o cojín que se encuentra por encima del líquido, el volumen del gas más el del aceite se mantienen constantes. Las presiones internas negativas pueden existir en los sistemas de tanque sellado a bajas cargas o temperaturas y con presiones positivas según la carga o la temperatura aumenten.
- Tanque conservador (tanque de Expansión) son usados con y sin bolsas de aire, también llamado vejigas y diafragmas, e implican el uso de un tanque auxiliar separado. El tanque principal del transformador es completamente llenado con líquido mientras que el tanque auxiliar está parcialmente lleno, al tanque auxiliar se le permite respirar, por lo general a través de un respiradero de deshidratación. Con este sistema se reduce en mayor medida el ingreso de humedad y oxígeno al transformador. Con el uso de una bolsa de aire auxiliar se puede obtener una mayor separación de la atmosfera, esta le permite al líquido expandirse o contraerse dentro del dispositivo auxiliar (bolsa auxiliar).

## ENFRIAMIENTO DEL TRANSFORMADOR.

- **Transformadores enfriados con ventilador.**

Estos transformadores usan ventiladores externos para mejorar la disipación de calor de los radiadores, en ocasiones se auxilian de bombas internas para hacer circular el aceite por los radiadores o bien, a través de los ductos de enfriamiento existentes en el núcleo y en las bobinas

- **Transformadores con enfriamiento forzado.**

Estos utilizan intercambiadores de calor de aceite a aire que requieren tanto ventiladores de aire, como bombas de aceite para todas las condiciones de operación. Es posible obtener 67% más capacidad de enfriamiento con los ventiladores y las bombas trabajando. Los transformadores de enfriamiento forzado tienen capacidad de carga continua sin bomba y ventiladores

- **Transformadores enfriados por agua.**

Poseen por lo general extracción del aceite por la parte superior del tanque, el aceite extraído se bombea para que se dirija hacia un enfriador externo y luego regresé al fondo del tanque.

## AISLAMIENTO LIQUIDO-ACEITE.

El fluido aislante que tiene mayor uso en los equipos eléctricos es el aceite mineral. El aceite dieléctrico (figura 22) es un líquido viscoso de color amarillo claro e inodoro, y es un elemento esencial en el funcionamiento del transformador, ya que posee unas excelentes características físicas, químicas y eléctricas para ser utilizado con fines aislantes y refrigerantes.

Existen dos tipos de aceite, aceite Mineral y aceite vegetal, actualmente en el país se utiliza en la mayor cantidad de casos el aceite mineral dado que su costo es bastante bajo a comparación con el vegetal.

Las funciones que cumple dentro del transformador son las siguientes:

- Aislar eléctricamente todos los componentes del transformador.
- Proveer de refrigeración eficiente al transformador.
- Proteger los aislantes sólidos para que no absorban humedad del ambiente.
- Proteger al conjunto nucleó-bobina del ataque químico



**Figura 22: aceite dieléctrico.**

La oxidación se ve influenciada por dos parámetros principales: oxígeno y temperatura. Es de notar que todos los aceites contienen una pequeña cantidad de aire, incluso después de la degasificación (entre un 0.05% y un 0.25% de oxígeno por volumen). El calor acelera este deterioro.

Los procesos de oxidación se producen por actividad de descargas parciales en microburbujas, las cuales generan ozono, elemento especialmente activo en los procesos de oxidación

### **PROPIEDADES ELÉCTRICAS DEL ACEITE MINERAL.**

a) Rigidez dieléctrica.

La propiedad de rigidez dieléctrica de un aceite es la habilidad que tiene de resistir esfuerzos eléctricos sin que se produzca el rompimiento del dieléctrico.

b) Rigidez de impulso

Con la rigidez de impulso se mide la habilidad del aceite a resistir condiciones de voltaje debido a maniobras o a descargas eléctricas atmosféricas.

c) TENSIONES DE RUPTURA, VALORES LÍMITE SEGÚN LA NORMA IEC 60422

La norma IEC 60422 especifica los valores permitidos de las tensiones de ruptura del aceite según su tipo y la tensión de trabajo:

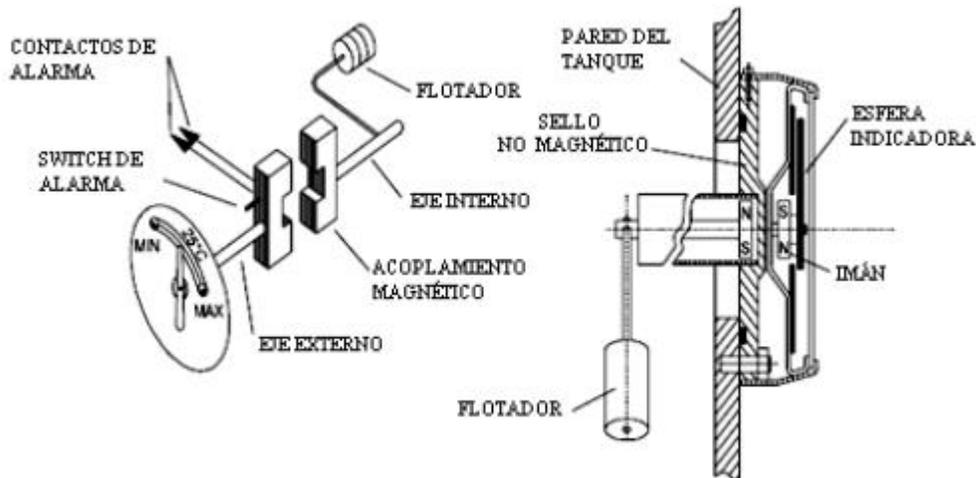
**Tabla 3: valores de tensión de ruptura**

Tensión / Tipo	Valores límite $U_d$ kV / 2,5 mm		
	Buenos	Aceptables	Malos
Transformadores de potencia / reactancias $\geq 400$ kV Transformadores de potencia $> 170$ kV ... $\leq 400$ kV Transformadores de medida $> 170$ kV	$> 60$	50 – 60	$< 50$
Transformadores de potencia $> 72,5$ kV ... $\leq 170$ kV Transformadores de medida $\leq 170$ kV	$> 50$	40 – 50	$< 40$
Transformadores $\leq 72,5$ kV	$> 40$	30 – 40	$< 30$
Conmutadores de tomas en carga	$> 25$		

### INDICADOR DE NIVEL DE ACEITE

El indicador de nivel de aceite suele ser un dispositivo de cara redonda situado en un lado del tanque, el cual indica cambios que se producen en el nivel de líquido.

El mecanismo de acoplamiento magnético es mostrado en la figura 23. Cuando aumenta el nivel de aceite, el flotador gira un imán dentro del tanque. Fuera de la cisterna, otro imán gira de la misma manera y a su vez mueve el puntero. El centro de la esfera es normalmente marcado cuando el aceite se encuentra a una temperatura de 25°C. Puntos altos y bajos también se encuentran marcados para seguir los cambios de nivel del aceite, cuando se expande o contrae con los cambios de temperatura.



**Figura 23: Funcionamiento del indicador de nivel de aceite (U.S DEPARTAMENT OF THE INTERIOR BUREAU OF RECLAMATION, mantenimiento de transformadores, 2000).**

### INDICADOR DE TEMPERATURA DEL LÍQUIDO.

Mide la temperatura del líquido interno en un punto cercano a la parte superior del líquido utilizando una sonda que se introduce en un pozo y es montada través de un lado del tanque del transformador.

## INDICADOR DE TEMPERATURA DEL BOBINADO.

Un método de simulación de temperatura en un bobinado es usado para aproximar el punto más caliente de la bobina. Una aproximación es necesaria debido a las dificultades que implica tomar directamente la medición de temperatura en el bobinado.

El método aplicado a los transformadores de potencia implica un transformador de corriente, que se localiza para incurrir en una corriente proporcional a la corriente de la carga a través del transformador. El transformador de corriente alimenta un circuito que esencialmente adiciona calor a la lectura de temperatura en la parte superior del líquido, que se aproxima una lectura que modela la temperatura de la bobina. Este método se basa en el diseño o datos de prueba de la diferencia de temperatura entre el líquido y las bobinas, llamada gradiente de la bobina

## RELÉ DE PRESIÓN SÚBITA.

Es utilizado para indicar un rápido aumento de la presión interna que puede ocurrir cuando hay un fallo interno, en el arco interno puede vaporizar al instante al aceite circundante causando una falla catastrófica como ruptura del tanque y una propagación de llama en un área amplia. Esto puede dañar o destruir otros equipos adicionales al transformador y presentar extremo peligro a los trabajadores. Estos relés se pueden montar en la parte superior o lateral del transformador, o también puede funcionar en un espacio del líquido o gas. El relé de presión súbita es colocado para funcionar antes del dispositivo de alivio de presión. El relé puede ignorar cambios normales de presión tales como aliadas de las bombas de aceite, cambio de temperatura, etcétera

## BUSHINGS.

Los bushings, son un tipo de terminales aisladores, los cuales tienen como función, transportar los conductores de los devanados a través del tanque desde la superficie de la cuba del transformador de manera segura. Estos se diseñan para soportar tensiones nominales, tensiones anormales, esfuerzos mecánicos altos y aislamiento de la humedad hacia el interior del transformador. Se fabrican con distintos tipos de materiales y su diseño físico es con forma cilíndrica. A continuación, mostraremos un listado con tipos de materiales de los que están hechos estos aisladores y el nivel de tensión para el que fueron 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).

Los bushings están cubiertos con un esmalte especial para evitar la adherencia de humedad y contaminantes. Están fabricados para aumentar la distancia de fuga y así reducir la posibilidad de un arco debido a sobre voltajes.



*Figura 24: Aisladores pasatapa de porcelana (Sandian Electric)*

## JUNTAS

La junta forma parte importante en un transformador de potencia, es la encargada de que no se filtre el agua y bacterias que puedan contaminar el aceite, además de evitar fugas de aceite del tanque, causadas por el deterioro del empaque.

La junta y el empaque deben ser considerados en conjunto. La junta debe ser diseñada y construida, teniendo en cuenta que se haga el mejor uso de las características propias del material del empaque. Los factores que determinan la efectividad de un sello son agrupados en dos categorías: “SELLO INICIAL” y “MANTENIMIENTO DEL SELLO INICIAL”.

## CAMBIADOR DE TAP

Los transformadores están equipados con un cambiador de Tap, este equipo nos permite realizar pequeños cambios de voltaje en los terminales de salida de los transformadores.

La razón de cambio en estas derivaciones es un pequeño porcentaje y se utilizan en casos que la red presente caídas de tensión o sobretensiones. Estos equipos son diseñados para operar tanto dentro como fuera del transformador en un pequeño compartimiento con aceite. (Ruiz Giraldo & Mayor Cardona, 2013).



**Figura 25: Cambiador de TAP, ABB (ABB, 2016).**

---

### VÁLVULA DE VACÍO

Es un tipo de válvula de diafragma que es utilizada cuando se le da tratamiento al aceite del transformador, ya sea energizado o des-energizado. Este es de accionamiento manual.

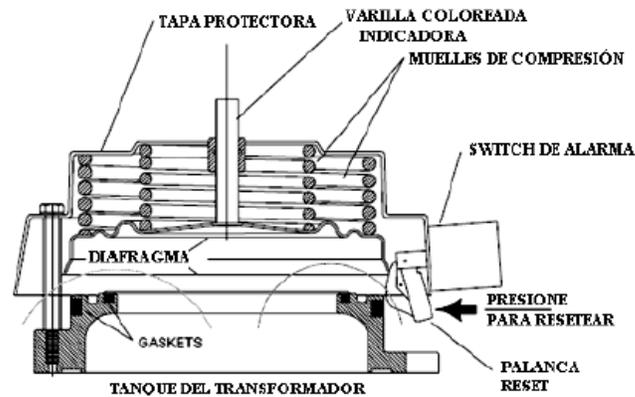
El sistema de regeneración del aceite se ha diseñado especialmente para realizar la tarea de regeneración total de los aceites aisladores. Este sistema proporciona la purificación de aceite regular: desgasificación, sequedad y retiro de partículas, pero también puede quitar acidez, el lodo, otros productos y la decoloración de decaimiento solubles del aceite.

---

### DISPOSITIVO CONTRA SOBRESIONES.

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

Está montado en el tanque del transformador para aliviar el exceso de presión interna que pueda darse durante las condiciones de funcionamiento o en caso de una falla de cortocircuito. Los dispositivos de alivio de presión son válvulas que se cierran automáticamente subsiguientes a un alivio de presión. Los muelles son sostenidos por la tapa y presionan sobre un disco con juntas sobre la abertura en el tope del tanque. Si la presión en el tanque excede la presión del funcionamiento, el disco se mueve hacia arriba y alivia la presión. Si la presión disminuye, los muelles cierran la válvula.



**Figura 26: Funcionamiento del indicador de nivel de aceite (U.S DEPARTAMENT OF THE INTERIOR BUREAU OF RECLAMATION, mantenimiento de transformadores, 2000).**

## RELÉ DE BUCHHOLZ.

Es un dispositivo que posee dos cámaras llenas de aceite con flotadores dispuestos verticalmente uno encima del otro. Si existiesen corrientes parásitas, sobrecalentamiento o descargas parciales dentro del transformador, se producirán burbujas de gas, las cuales se dirigirán hacia el tanque de conservación. En su camino hacia dicho tanque, las burbujas de gas pasan por la tubería que conecta el tanque principal con el tanque de conservación, ingresando al Relé Buchholz y localizándose en la cámara superior del mismo. A medida que la cantidad de gas aumenta en la cámara, el aceite es desplazado y por ende el nivel de aceite en el relé disminuye. Al ser desplazado el aceite, el flotador superior desciende hasta que se cierra el interruptor magnético que activa una alarma. Si el defecto que produce los gases se acentúa, el desplazamiento de los mismos se hace violento y se producen grandes burbujas, de tal forma que a consecuencia del choque el aceite refluye bruscamente a través de la tubería hacia el tanque conservador. Este flujo encuentra el flotador inferior y lo desplaza, el cual a su vez acciona los contactos para la desconexión del transformador.



Figura 27: Forma física del Relé BUCHHOLZ (REINHAUSEN-MESSKO, 2017)

Este relé es utilizado solo en transformadores que tienen instalado tanque de expansión.

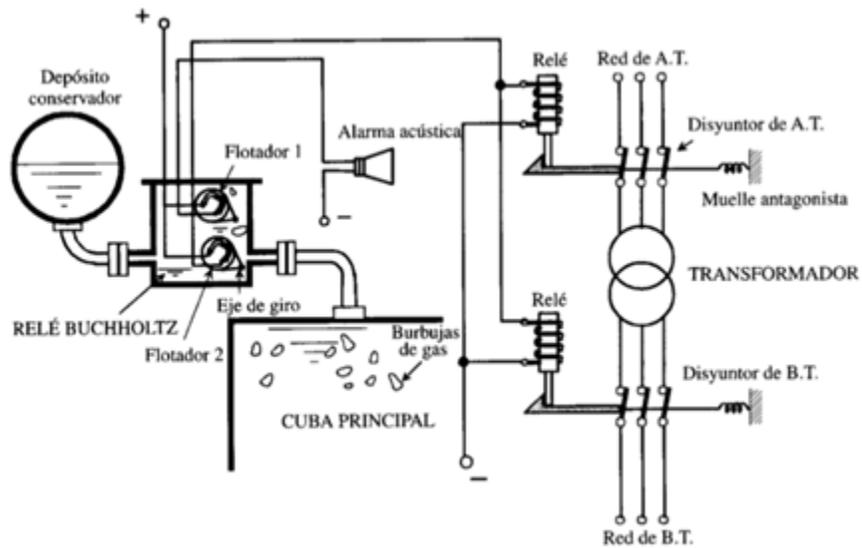


Figura 28: Esquema de conexión de un Relé de BUCHHOLZ (Mora, 2003).

## RESPIRADERO DE SÍLICA GEL

Este sistema es utilizado tanto en transformadores que cuentan con cuba de tipo respiración libre como los que tienen tipo tanque de conservador. La función que desarrolla este elemento es la de aislar la humedad del aire que entra hacia el interior del transformador, la cual es dañina para el aislamiento.

El respirador está formado por un depósito con 2 cilindros de cristal que contienen en uno la sustancia Sílica-gel y en el otro aceite. La sílica mantiene un color azul y cuando presenta un nivel alto de absorción pasa de azul a rosa, este es un indicador para saber que se encuentran saturados de humedad y es necesario darle mantenimiento o cambiarlo.



**Figura 29: Contenedor de Sílica-Gel (Brownell mod. BLD6290).**

El funcionamiento defectuoso o el fallo de muchos transformadores puede atribuirse a la falta de un control adecuado del nivel de humedad que se encuentra en el equipo. Por lo tanto, es esencial mantener bajo el nivel de vapor de agua que se encuentra en espacio de aire, en la parte superior del depósito de aceite. Es de vital importancia para evitar la pérdida de las propiedades de aislamiento del medio de refrigeración.

## CAPÍTULO 2 : TIPOS DE FALLAS Y PRUEBAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

### INTRODUCCIÓN.

Uno de los objetivos principales de este trabajo, es la obtención de las estadísticas de fallas en los transformadores de potencia a nivel nacional, para poder comparar estos resultados, con estudios realizados por otros entes internacionales. La investigación se ha realizado por medio de una encuesta la cual ha sido presentada a las empresas distribuidoras, en dicha encuesta, se analizan tanto los datos de fallas en la población de transformadores, como la frecuencia de mantenimiento por medio de ciertas pruebas que según la norma IEEE 57.152 deben ser las más esenciales para el adecuado diagnóstico de la condición del transformador.

### 2.1 PRUEBAS DE DIAGNÓSTICO MÁS IMPORTANTES.

Antes de considerar técnicas de mantenimiento correctivo, que es aquel realizado cuando ya se ha presentado alguna falla, se realiza un mantenimiento de rutina que ayuda a identificar problemas potenciales antes de que se conviertan en lo suficientemente serios para causar interrupciones del equipo.

A continuación, se detallan los ítems de inspecciones programadas y de rutina para transformadores y el equipo asociado en la subestación (entiéndase equipo auxiliar necesario para el correcto funcionamiento de un equipo de potencia). La frecuencia de inspección varía en base al cuidado sugerido por el fabricante, el riesgo del equipo y la complejidad, y las prácticas y procedimientos propios del usuario, según la norma IEEE 57.152.

En una **inspección programada** se debe revisar y registrar lo siguiente:

- Tensiones de línea y corriente de carga.
- Temperatura del líquido aislante, temperatura del embobinado y temperatura ambiente, si es aplicable.
- Niveles de los líquidos aislantes del tanque principal y cualquier compartimiento que contenga líquido.
- Presión de Nitrógeno gaseoso en los transformadores cubiertos.
- Posibles filtraciones en el transformador verificando la integridad de cualquier sello que posea este.
- Limpieza y libertad de obstrucciones de radiadores.
- Conexiones del radiador, uniones de tuberías, puertos de acceso, y válvulas por signos de filtraciones de líquido aislante.
- Barras de bus de cobre y barras de tierra en posición correcta.
- Condición óptima de controles, relés, y cableado.
- Condición del gel desecante.
- Lecturas de contador del cambiador de TAP (LTC), circuit breakers, recierres automáticos y desconexiones.

- Operación correcta de los ventiladores de refrigeración y bombas de circulación de líquido aislante, donde estén instalados.
- Si hay controles automáticos instalados, deben establecerse en la configuración automática.
- Evidencia de actividad animal.
- Resultados obtenidos de la realización del análisis de gas disuelto (DGA).
- Evaluación de temperatura infrarroja en el tanque, bushings, LTC, y gabinete de control.

---

#### 2.1.1 INSPECCIONES PROGRAMADAS DES-ENERGIZADAS.

- Examinar visualmente: bushings, aisladores, y hardware interconectado, por grietas, suciedad, filtraciones de líquido aislante, corrosión excesiva, y signos de sobrecalentamiento o rastreo eléctrico. Limpiar cualquier área contaminada con un paño suave y solvente adecuado. Luego, secar el área.
- Revisar las conexiones de radiadores, uniones de tubería atornilladas, puertos de acceso atornillados, y signos de filtraciones de líquido aislante en las válvulas. Apretar cualquier ajuste flojo y reparar cualquier filtración de líquido aislante.
- Examinar el acabado de pintura en el tanque principal (particularmente alrededor de las uniones soldadas) y en accesorios tales como radiadores, enfriadores, y tuberías asociadas. Revisar peladuras de pinturas y grietas o evidencia de óxido. Limpiar las áreas afectadas por el cepillado de alambre, luego secar con un paño limpio y seco. Pintar el área con un retoque de imprimación y una capa de acabado exterior adecuada.

## 2.1.2 PRUEBAS DE TANQUE

### TANQUE PRINCIPAL

#### Líquido Aislante

Estos proveen dos funciones, medio aislante y medio de transferencia de calor para disipar el exceso de calor generado por las pérdidas del equipo de potencia. Las pruebas que se listan en la tabla 4 miden las propiedades usadas para determinar las condiciones del líquido.

Las técnicas de muestreo para estos métodos de prueba deben asegurar que el espécimen tomado es representativo del líquido aislante contenido dentro del equipo. Contaminantes naturales existen dentro del cuerpo de las válvulas de muestreo, para mantener la integridad, las válvulas deben ser descargadas antes de que la extracción sea realizada. La existencia de una presión de tanque positiva debe ser confirmada antes de intentar a obtener una muestra. De no hacerse de esta manera puede resultar en una burbuja de gas que entre al tanque y cree una ruptura dieléctrica inmediata mientras se desplaza hacia arriba o una ruptura latente al alojarse en las bobinas. Esta condición puede resultar en la falla prematura y violenta del equipo.

#### Procedimiento:

Una muestra lo suficientemente larga debe ser retirada para que suficiente líquido aislante esté disponible para realizar las pruebas deseadas. La medida recomendada por la norma es de 0.95L. La tabla 4 brinda los volúmenes necesarios de líquido aislante para las pruebas individuales. Los contenedores de muestreo y procedimientos de muestreo apropiados deben ser usados para asegurar una muestra de prueba representativa.

*Tabla 4: volumen mínimo de líquido para muestra de cada prueba.*

Propiedad	Prueba ASTM standard	Cantidad de líquido aislante (mL)
Examen visual	D1524 [B10]	10
Sedimentos y lodo	D1698 [B12]	50
Color	D1500 [B9]	125
Tensión de ruptura dieléctrica	D1816 [B13]/D877 [B2]	500
Factor de Disipación	D924 [B4]	250
Contenido de Agua	D1533 [B11]	50
Número de ácido	D974 [B6]	20
Contenido PCB	D4059 [B16]	10
Tensión interfacial	D971 [B5]	20

Densidad relativa	D1298 [B8]	125
Furano	D5837 [B17]	40
Conteo de partículas	D6786 [B18]	100
Azufre corrosivo	D1275 [B7]	500
Inhibidor de oxidación	D2668 [B14]	20
Gases disueltos	D3612 [B15]	50
	Total	1870

Nota: Las cantidades listadas son las más comunes en la actualidad para los procedimientos de prueba. Debido a que algunos fabricantes de equipo hacen contenedores grandes, el laboratorio de prueba debe ser consultado antes del muestreo para asegurar que el volumen de muestreo es el adecuado.

En la mayoría de los casos, la muestra debe ser transportada al laboratorio en un contenedor limpio y seco. Se debe evitar exposición prolongada a luz solar directa o contaminación por humedad atmosférica excesiva. La mayoría de los volúmenes líquidos para mediciones especificados en la tabla 4 no están estandarizados. Sin embargo, los valores listados han sido catalogados como prácticos y comúnmente usados.

El aceite mineral en servicio puede ser categorizado como uno de los siguientes grupos basándose en la evaluación de las características:

- a. Grupo I: Aceite mineral que está en condiciones satisfactorias para uso continuo.
- b. Grupo II: Aceite mineral que solamente requiere reacondicionamiento para futuro servicio.
- c. Grupo III: Aceite mineral en pobre condición (tal líquido aislante debe ser recuperado o desechado dependiendo de las consideraciones económicas)
- d. Aceite mineral en condición tan pobre que es técnicamente recomendable su desecho

Las pruebas deben ser realizadas al menos anualmente, pero con mayor frecuencia si el equipo está localizado estratégicamente en el sistema.

#### 1. **Número de ácido**

La prueba del número ácido determina los constituyentes de degradación acídica en líquido aislante que ha envejecido en servicio.

Esta prueba debe usarse para indicar el cambio relativo en un líquido aislante durante su uso bajo condiciones de oxidación. La acidez es medida por el número de ácido (neutralización), expresado como el número de miligramos de hidróxido de potasio requerido para neutralizar el ácido en un gramo de líquido aislante. Los líquidos aislantes de grado de transformador contienen solo algunos rastros de niveles de constituyentes de acidez cuando está nuevo; el número de ácido aumenta cuando el líquido aislante se degrada. Un líquido aislante usado que tiene un alto número de ácido indica que el líquido aislante está ya sea oxidado o contaminado con materiales tales como barniz, pintura u otro

material. En algunos líquidos aislantes, esta condición puede indicar formación de lodo. No hay correlación directa entre el número de ácido y la tendencia corrosiva del líquido aislante hacia los metales en equipo eléctrico de potencia. Ácidos de cadenas cortas son perjudiciales para los sistemas de aislamiento y pueden inducir a la oxidación de metales cuando también existe humedad presente. Cambios ocurren en períodos largos de tiempo. Niveles elevados no son indicativos de un problema en el equipo, sino más bien de una amenaza potencial para los componentes internos del equipo.

Los valores máximos recomendados de número ácido para diferentes tipos de líquidos aislantes se presentan en la Tabla 5.

**Tabla 5: Valores de número de ácido aceptables para líquidos aislantes nuevos y en servicio por nivel de tensión (kV).**

Tipo de líquido aislante	Nivel de tensión (kV)	Número ácido (mg KOH/g), máximos			
		Aceite mineral	LFH	Silicón	Éster natural
Líquido aislante nuevo en equipo nuevo	—	0.015	0.03	0.01	0.06
Líquido aislante envejecido en servicio	—	—	0.2	0.2	—
	≤ 69	0.2	—	—	0.3
	> 69 to < 230	0.15	—	—	0.3
	≥ 230	0.1	—	—	0.3

## 2. Inspección visual y color

La inspección visual y las pruebas de color cubren la estimación, durante una inspección de campo, el color y la condición (agua libre o sedimentos tales como partículas de metal, lodo insoluble, carbón, fibras, tierra, etc.) de una muestra de líquido aislante y una determinación de laboratorio del color más precisa.

La observación de nubosidad, partículas de aislante, productos de corrosión de metal, u otros materiales indeseables suspendidos, así como cualquier cambio en el color, debe ser procedido por una examinación de laboratorio y análisis para un diagnóstico apropiado. Si se presentan contaminantes insolubles en el líquido aislante, información valiosa relacionada con la condición del transformador y sus componentes puede ser obtenida al filtrar el líquido aislante e identificar el residuo. En última instancia, un número de otras pruebas pueden ser incorporadas para asistir el diagnóstico de un problema potencial.

El color es usado para indicar el cambio relativo en el líquido aislante durante su uso y es expresado por un valor numérico o descripción de color basado en una comparación con una serie de colores estándares. No debería haber correlación directa entre un cambio en

el color del líquido aislante y un problema específico dentro del equipo. Los cambios normalmente ocurren a través de un largo período de tiempo. Un número incrementando rápidamente debe ser indicativo de un cambio dramático en condición de operación y generalmente precede otros indicadores de un problema. Un número de color alto ocurre en combinación con la presencia del deterioro del líquido aislante o contaminantes, o ambos.

La interpretación de color para aceite mineral aislante se da en la Tabla 6.

**Tabla 6: Condición relativa del aceite mineral, basada en el color.**

Número de comparador de color	Color ASTM	Condición del aceite mineral
0.0 - 0.5	Claro	Nuevo
0.5 - 1.0	Amarillo pálido	Bueno
1.0 - 2.5	Amarillo	Envejecido en servicio
2.5 - 4.0	Amarillo brillante	Marginal
4.0 - 5.5	Ámbar	Malo
5.5 - 7.0	Café	Severo (recuperar)
7.0 - 8.5	Café oscuro	Extremo (desechar)

### 3. Tensión de ruptura dieléctrica.

Las pruebas de tensión de ruptura dieléctrica determinan la tensión de ruptura dieléctrica del líquido aislante envejecido en servicio. La tabla 7 enlista los valores de ruptura aceptables.

**Tabla 7: Valores aceptables de ruptura dieléctrica para líquidos aislantes nuevos y envejecidos en servicio según niveles de tensión.**

Método de prueba	Nivel de tensión (kV)	Fuerza de ruptura dieléctrica (kV), mínimos			
		Aceite mineral	LFH	Silicón	Éster natural
ASTM D 1816 [B13]—entrehierro de 1 mm					
Líquido aislante nuevo en equipo nuevo	≤ 34.5	—	20	—	—
	> 34.5	—	25	—	—
	≤ 69	25	—	—	25
	> 69 < 230	30	—	—	30
	> 230 < 340	32	—	—	32
	≥ 340	35	—	—	35

Líquido aislante envejecido en servicio	No especificado	—	23	—	—
	≤ 69	—	23	—	23
	> 69 < 230	—	28	—	28
	≥ 230	—	30	—	30
ASTM D 1816 [B13]—entrehierro de 2 mm					
Líquido aislante nuevo en equipo nuevo	≤ 34.5	—	40	—	—
	> 34.5	—	50	—	—
	≤ 69	—	45	—	45
	69 < < 230	—	52	—	52
	≥ 230 < 340	—	55	—	55
≥ 340	—	60	—	60	
Líquido aislante envejecido en servicio	No especificado	—	34	—	—
	≤ 69	—	40	—	40
	> 69 < 230	—	47	—	47
	≥ 230	—	50	—	50
ASTM D877 [B2]					
Líquido aislante nuevo en equipo nuevo	No especificado	—	30	30	—
Líquido aislante envejecido en servicio	No especificado	—	24	25	—

El método recomendado para determinar la tensión de ruptura dieléctrica de líquido aislante usa electrodos esféricos encapsulados de tipo VDE en sus celdas de prueba. La contaminación y productos que se deterioran generalmente reducen la fuerza dieléctrica del líquido aislante. La tensión de ruptura dieléctrica de un líquido aislante indica la habilidad del líquido aislante para soportar esfuerzo eléctrico sin falla. Altas fuerzas dieléctricas no indican la ausencia de contaminantes. No debe haber correlación directa entre una cierta tensión de ruptura y una falla, excepto en casos extremos.

Esta prueba puede ser realizada satisfactoriamente en el campo, pero es más controlable en un ambiente de laboratorio. Una prueba visual debe ser realizada para verificar que la muestra no contiene agua libre o burbujas de aire causadas por la agitación durante el transporte.

#### 4. Gases disueltos

La prueba de gases disueltos determina los componentes de gases disueltos en líquido aislante envejecido en servicio.

Esta prueba debe ser usada para determinar la cantidad de los gases específicos generados por un transformador en servicio lleno de líquido. Ciertas combinaciones y cantidades de estos gases generados son frecuentemente el primer indicio de un posible

mal funcionamiento que eventualmente podría conducir a una falla si no se corrige. Arcos, PD, chispeo de baja energía sobrecarga severa, y sobrecalentamiento en el sistema aislante son algunos de los mecanismos que pueden resultar en descomposición química de los materiales aislante y la formación de varios gases disueltos combustibles y no combustibles en el líquido aislante. La operación normal también puede resultar en la formación de algunos gases, pero no del mismo grado que cuando existe un mal funcionamiento.

**Precaución:** La muestra debe ser preferiblemente obtenida usando un contenedor limpio, libre de humedad, ajustado de gas para aislarla de excesiva humedad atmosférica y para mantener su cantidad de gases disueltos. Se debe tener cuidado al depurar el contenedor de gases atmosféricos, pero reteniendo todos los gases del equipo al momento en que la muestra se toma.

Después de determinar las cantidades de gases disueltos clave de la muestra usando este procedimiento, se debe seguir una rutina prescrita de diagnóstico para asistir la interpretación del análisis.

Puede ser difícil determinar si un transformador está operando normalmente si este no tiene un historial previo de gases disueltos. Además, diferencias considerables de opinión existen para lo que se considera un “transformador normal” con concentración aceptable de gases. Muchas técnicas para la detección y medición de gases han sido establecidas. Sin embargo, se debe reconocer que el análisis de estos gases y la interpretación de su importancia a este momento no es una ciencia exacta si no una práctica sujeta a variabilidad.

## 5. Tensión interfacial

La prueba de tensión interfacial determina la tensión interfacial (IFT) de un líquido aislante envejecido en servicio con respecto al agua.

Este método de prueba debe ser usado para indicar el IFT entre un líquido aislante eléctrico y el agua. Esto es una medida de la fuerza molecular de atracción entre sus moléculas distintas en la interfaz. Esta prueba proporciona un medio para detectar contaminantes polares solubles y productos de deterioro en el líquido aislante. Hay una relación única entre IFT y el número de ácido en la cual, el número de ácido del líquido aislante aumenta y el IFT disminuye a medida que el líquido se oxida. En cierta medida, el IFT es una medida de la vida útil restante del líquido aislante, poco después de haber sido recuperado. Niveles disminuidos no son indicativos de un problema en el equipo, más bien de una potencial amenaza para la futura condición de operación del equipo.

Esta prueba puede ser desarrollada satisfactoriamente en el campo, así como en un ambiente de laboratorio.

Valores recomendados aceptables de IFT para diferentes condiciones de líquidos aislantes se presentan en la tabla 8.

**Tabla 8: Valores de tensión interfacial aceptables para líquido aislante nuevo y envejecido en servicio por nivel de tensión.**

	Voltage class (kV)	Interfacial tension (mN/m), minimum			
		Mineral oil	LFH	Silicone	Natural ester
New insulating liquid in new equipment	All	38	—	—	—
	Not specified	—	38	—	—
Service-aged insulating liquid	Not specified	—	24	—	60% of original value
	≤ 69	25	—	—	—
	> 69 ≤ 230	30	—	—	—
	> 230	32	—	—	—

## 6. **Conteo de partículas**

La prueba del conteo de partículas determina el número y tamaño de las partículas presentes en aceite aislante mineral. Partículas en aceite aislante puede tener un impacto en la fuerza dieléctrica o Factor de Potencia (FP) del aceite aislante. La fuente de las partículas puede ser del material interno del equipo tal como carbón, fibras de celulosa, metales, y degradación de aceite. Otras fuentes externas son posibles cuando contaminantes son introducidos al procesar el aceite o cuando el equipo se abre al ambiente.

Los conteos de partículas proporcionaran una idea general del grado de contaminación y pueden ser usados para determinar la efectividad de la filtración del aceite. Agua en el aceite superior a 10ppm pueden contribuir al incremento del conteo de partículas.

Los conteos de partículas pueden ser realizados para ayudar en la determinación de la causa de degradación de pruebas estándar de aceite. IEEE no ha establecido una guía con algún límite para el conteo de partículas en aceite aislante, sin embargo, CIGRE, y al menos un fabricante (Manual de servicio para transformadores de potencia) han sugerido puntos en los cuales cualquier acción futura puede ser requerida para el aceite mineral aislante en servicio. Al menos un fabricante de transformadores tiene requerimientos límites de conteo de partículas para ubicar un transformador para servicio y en límites de servicio.

El conteo de partículas ha evolucionado con el tiempo y una interpretación de los métodos presentes utilizados es esencial para asegurar una adecuada interpretación de los resultados reportados. El método preferido es el uso de Contadores Automáticos de Partículas (APC) calibrados usando el ISO Polvo de prueba media (MTD). La calibración es

realizada de acuerdo con el ISO 11171:2010. El laboratorio que conduce el conteo de partículas es responsable de reportar el método de calibración usada y asegurar que el criterio de repetibilidad y reproducibilidad del método de prueba están en concordancia con dicho método.

Recolectar una muestra para el conteo de partículas es un aspecto importante para obtener resultados adecuados. El método de prueba (ASTM D6786) requiere una botella de partículas de al menos 100 ml y limpia para contribuir con menos del 1% del total de partículas esperadas en la muestra. La colección de muestra usando una botella se conduce de acuerdo al ATM D923: Una descripción informativa de los métodos usados para la calibración, interpretación, y puntos de acción sugeridos para aceite mineral aislante en servicio.

#### **7. Factor de disipación.**

La prueba del factor de disipación (DF) (ASTM 924) determina el DF de un líquido aislante nuevo y envejecido en servicio.

Esta prueba debe ser usada para indicar las pérdidas dieléctricas en el líquido aislante cuando es usado en un campo eléctrico alternante y para indicar la energía disipada como calor. El DF es la relación entre la potencia disipada en el líquido aislante en watts y el producto de la tensión y corriente eficaz en voltio-amperios, cuando se testea con un campo sinusoidal para las condiciones prescritas. Un bajo DF indica pérdidas dieléctricas bajas. Es útil como un medio para mantener la integridad de la muestra y como un indicador de cambios en la calidad, resultado de la contaminación y el deterioro en servicio o como resultado de manipulación. Las muestras de líquido aislante que son defectuosas con frecuencia aprueban otras pruebas estándares químicas y eléctricas, pero fallan esta.

Esta prueba puede ser realizada satisfactoriamente en el campo, así como en un ambiente de laboratorio. Una prueba visual debe ser realizada para verificar que la muestra no contiene burbujas de aire debido al transporte. Después de permitir que el espécimen se asiente en la celda de prueba, ASTM 924 debe seguir en un laboratorio. En el campo, las recomendaciones del fabricante del equipo de prueba deben seguirse.

Los valores aceptables recomendados del porcentaje de DF para diferentes categorías del líquido aislante nuevo y envejecido en servicio se muestran en la Tabla 9.

Los límites de DF dados para un líquido aislante están basados en el entendimiento de que el DF es una prueba indicadora de contaminación para el exceso de agua (en combinación con partículas) o materiales polares o iónicos en el líquido.

Altos niveles de DF del líquido son de importancia ya que los contaminantes pueden almacenarse en áreas de alto esfuerzo eléctrico y concentrarse en los bobinados, haciendo difícil la limpieza del transformador y enmascarando cambios en el PF del embobinado debido a otras causas tales como el contenido de agua variante. Un DF muy alto del líquido puede ser causado por la presencia de agua libre, lo cual puede ser peligroso para la operación del transformador. Siempre que existe un DF alto del líquido, la causa

debe ser buscada. La oxidación, agua libre, partículas húmedas, contaminación e incompatibilidad de materiales son fuentes posibles de un alto DF del líquido.

**Tabla 9: Valores aceptables de factores de disipación para líquidos aislantes nuevos y envejecidos en servicios.**

Estado del líquido aislante	Factor de disipación (%), máximos							
	Aceite mineral		LFH		Silicón		Éster natural	
	25 °C	100 °C	25 °C	100 °C	25 °C	100 °C	25 °C	100 °C
Líquido aislante nuevo en equipo nuevo	0.05	0.4	0.1	1	0.1	100	0.5	—
Líquido aislante envejecido en servicio	0.5	5	1	—	0.2	—	0.5	—

### 8. Contenido de Bifenilos policlorados

La prueba de contenido de bifenilos policlorado (PCB) (ASTM D4059) determina el contenido de PCB de un líquido aislante envejecido en servicio.

Los PCB son sustancias reguladas en muchos países. Por esta razón, es importante conocer la condición actual del equipo de potencia con respecto a su concentración de PCB. Un transformador que tiene una concentración de PCB <50mg/kg (ppm) es clasificado como un equipo no contaminado de PCB; sin embargo, los líquidos aislantes aún pueden requerir una eliminación apropiada. Una concentración  $\geq 50$  mg/kg pero < 500 mg/kg responde a una calificación de contaminado. Una concentración  $\geq 500$  mg/kg es considerado un material PCB. Debido a que la mayoría de las leyes tratan con la concentración de PCB del líquido aislante involucrado, es de suma importancia estar alerta de la concentración del líquido aislante en cualquier sistema dado. Regulaciones nacionales, estatales, o de gobiernos locales pueden requerir acciones específicas, registros, y métodos de desecho para valores de incluso < 50 mg/kg.

La realización de pruebas puede ser realizadas en el campo previo a la realización de pruebas de laboratorio. En el campo, hay un número de kits de chequeo comercialmente disponibles. Revisar la fecha de caducidad y la compatibilidad del líquido aislante con el kit. Estos tipos de pruebas solo estiman la concentración de PCB y no dan valores numéricos exactos. Es esencial que las recomendaciones del fabricante sean seguidas con precisión cuando se realice la prueba de chequeo de campo. Este tipo de pruebas brinda un indicio positivo de componentes clorados, ya sean PCB o no. Por lo tanto, se debe tener cuidado de no introducir otros compuestos clorados en el procedimiento. La realización de pruebas de laboratorio se requiere para obtener una concentración PCB real.

### 9. Condición de enlodamiento

La prueba de condición de enlodamiento cubre la determinación de lodo insoluble en pentano presente en líquido aislante envejecido en servicio. Para aceite mineral, esta

prueba generalmente no es desarrollada a menos que el IFT es  $<26\text{mN/m}$  o que el número ácido es  $>0.15\text{ mg KOH/g líquido}$ .

El lodo es una sustancia polimérica resinosa que es parcialmente conductiva, higroscópica y un aislante de calor. Si existe agua en el transformador, es atraída hacia el lodo. La presencia de lodo soluble puede ser una indicación de deterioro del líquido aislante, la presencia de contaminantes, o ambas. Sirve como una advertencia de que puede haber formación de sedimento.

Esta prueba tiene la intención de determinar los alcances a los cuales el líquido aislante ha empezado a producir lodo. La prueba tiene valor en la determinación del procedimiento apropiado para el desarrollo de mantenimiento en un transformador. Si el líquido aislante no ha empezado a producir lodo o solamente se produce ligeramente, el líquido aislante del transformador puede ser circulado a través de un sistema de reivindicación, para extender la vida del líquido aislante y del transformador. Si el líquido aislante ha progresado hacia el enlodamiento de tal manera que existen sedimentos, procedimientos más dramáticos pueden ser requeridos, incluyendo extraer de servicio el transformador y minuciosamente lavar el sistema de aislamiento, tanque y sistema de enfriamiento. Esto es necesario debido a que el lodo (sedimentos) y la humedad quedan atrapados en los sistemas de enfriamiento, lo que reduce la efectividad del enfriamiento. Existe también una posibilidad de que el lodo cargado de humedad se almacene en regiones críticas de esfuerzo eléctrico y resulte en fallo prematuro o al menos eficiencias de transferencia de calor reducidas.

Nota. Partículas pequeñas y sólidas pueden no ser lodo. Pueden ser restos de arcilla o artefactos.

#### 10. **Agua (Humedad)**

Cierta humedad siempre está presente en cualquier transformador. Además, debido a que el papel en el sistema de aislamiento tiene una gran afinidad por el agua, la mayoría de la humedad presente se encuentra en el papel.

La fuerza dieléctrica del papel es muy sensible a la presencia de humedad, así como el líquido aislante. Por lo tanto, es importante que el contenido de humedad sea conocido y su concentración controlada.

El agua se desplaza entre el aislamiento sólido y líquido en un transformador con cambios en la carga y, por lo tanto, en la temperatura. Consecuentemente, la concentración de agua solo en el líquido aislante, expresada en  $\text{mg/kg}$  (ppm), no provee suficiente información para obtener una evaluación mejor bajo un rango amplio de condiciones de operación y temperatura. Incluso usando saturación relativa para evaluar que la sequedad en el sistema de aislamiento tiene algunos sesgos inherentes debido al hecho de que el agua nunca alcanza equilibrio entre el aislamiento sólido y líquido. Entre más lejano al equilibrio sea el sistema cuando una muestra es tomada, más grande es el sesgo. El sesgo puede ser ya sea positivo o negativo y puede ser afectado por transitorios de corto período

en las superficies sólido/líquido o por transiciones de largo período dentro del espesor de aislamiento.

### 11. Contenido de agua

La tabla 8 muestra los límites sugeridos para la humedad en líquidos aislantes, así como fueron determinados por el análisis de Karl Fischer (ASTM D1533 [B11]). Los líquidos en la entrega, previo al procesamiento deben tener su contenido de humedad iguales o menores que los límites especificados para el líquido.

Con respecto a los límites de humedad de líquidos aislantes, se han usado ecuaciones de solubilidad para evaluar el límite de solubilidad de humedad en líquidos aislantes. El límite de solubilidad es la máxima cantidad de humedad que es soluble en el líquido aislante a una temperatura específica. También se refiere a la humedad en el límite de saturación de líquidos aislantes o simplemente 100% de saturación y es determinado cuando el cálculo del porcentaje de saturación equivale al 100%. La ecuación es  $[(\text{mg/kg de agua en líquido aislante})/(\text{mg/kg de agua en líquido aislante en saturación})]*100$ .

**Tabla 10: Valores de contenido de agua aceptable para líquido aislante nuevo y en servicio por niveles de tensión**

Estado del líquido aislante	Nivel de tensión (kV)	Contenido de agua <sup>a</sup> (mg/kg), máximos			
		Aceite mineral	LFH	Silicon	Éster natural
Líquido aislante nuevo en equipo nuevo	No especificado	—	25	50	—
	≤ 69	20	—	—	300
	> 69 < 230	10	—	—	150
	≥ 230	10	—	—	100
Líquido aislante envejecido en servicio	No especificado	—	35	100	—
	≤ 69	35	—	—	400
	> 69 < 230	25	—	—	200
	≥ 230	20	—	—	150

a. Estos valores son para líquidos aislantes no para resequead de aislamiento ni integridad dieléctrica.

### 12. Análisis

IEEE Std C57.106 [B39] discute la ausencia de equilibrio termodinámico en un transformador en operación. Esto lleva a la conclusión de que una correlación cuantitativa de la humedad en líquido con la humedad en papel no es actualmente factible. Esta conclusión es basada en las siguientes condiciones en un transformador en operación:

- Las temperaturas y las concentraciones de humedad varían significativamente con la localización.
- Las temperaturas y las concentraciones de humedad varían significativamente con el tiempo.

- La variación de tiempo es acelerada para la temperatura y lenta para difusión de humedad.
- La solubilidad de la humedad en líquido no es la misma para las variantes de líquidos aislantes.

## NÚCLEO

Los transformadores de tipo núcleo son denominados forma de núcleo o forma de coraza. En un transformador de forma de núcleo, los bobinados están enrollados en cilindros que se localizan alrededor de las piernas del núcleo. En un transformador de forma de coraza, el núcleo está formado como una coraza alrededor de los embobinados luego de que los embobinados se colocan en el tanque. En ambos tipos, el núcleo es aislado del tanque y de otros elementos aterrizados. Además, la tierra se instala para prevenir que ocurra una elevación de tensión en el núcleo durante operación. Si una fuga a tierra inadvertida ocurre mientras el transformador está en servicio, una corriente circulante puede ser generada en el núcleo. La magnitud de la corriente circulante es inversamente proporcional a la resistencia de su trayectoria. Daño severo puede ocurrirle al núcleo si esta condición se permite persistir. El calor producido por esta condición puede generar grandes cantidades de gas etileno y, bajo condiciones severas, cantidades de acetileno. Bajo las más extremas circunstancias, el aislamiento de los bobinados puede ser destruido, causando por lo tanto que el transformador falle. Para la operación apropiada del sistema del núcleo, primero se debe determinar si una fuga a tierra inadvertida en el núcleo ocurre. En la ausencia de esta, la resistencia de aislamiento del núcleo debe ser medida para determinar su adecuación.

### 2.1.3 PRUEBAS EN CAMBIADOR DE TAP.

Existen dos tipos de cambiadores de toma en los transformadores y cada uno de ellos posee una forma diferente de recibir una inspección. Los dos tipos de toma que puede tener un transformador de potencia son:

- Cambiador de tap bajo carga (LTC).
- Cambiador de tap sin carga (DETC).

#### 1. CAMBIADOR DE TAP BAJO CARGA (LTC).

Como lo indica su nombre, este tipo de tap permite realizar la conmutación sin necesidad de desenergizar el transformador. En un LTC, se introduce impedancia entre estas tomas para controlar la corriente circulante en el punto donde las tomas están conectadas entre sí. Se utilizan reactores o resistencias como impedancias de transición. En la operación de transferencia de carga, la corriente es interrumpida por un conmutador. Este interruptor puede ser un interruptor de arco en líquido o un interruptor de vacío.

El equipo utilizado como dispositivo de interrupción de corriente requiere inspección y mantenimiento periódicos. La frecuencia de la inspección debe basarse en el tiempo de servicio, el rango de uso y el número de operaciones. Los intervalos reales que se utilizarán

son los especificados por el fabricante, a menos que la experiencia operativa previa o los diagnósticos indiquen que son necesarias inspecciones más o menos frecuentes. Se debe realizar una inspección inicial en un cambiador de tomas según las recomendaciones del fabricante o al final del primer año de funcionamiento. Las inspecciones posteriores deben basarse en los resultados obtenidos de la inspección inicial. Independientemente del desgaste medido de los contactos, el intervalo de inspección no debe exceder los 7 años.

Los LTC pueden poseer su propio compartimiento o pueden estar ubicados en el tanque. Por lo general estos poseen su propio compartimiento. Mientras aún esté en servicio, se puede inspeccionar un compartimiento LTC separado con un escáner de infrarrojos. Normalmente, la temperatura del compartimiento puede ser unos pocos grados Celsius menor que la del tanque principal. Las temperaturas cercanas o superiores a las del tanque principal pueden indicar un problema interno, aunque algunos tipos de LTC pueden funcionar a temperaturas superiores a las del tanque principal como parte del funcionamiento normal.

Antes de abrir el compartimiento del LTC, debe inspeccionarse ciertos elementos para detectar síntomas externos de problemas potenciales, estos elementos deben considerarse en una inspección rutinaria superficial:

- La integridad de la pintura
- Protuberancias en el tanque
- Fugas de soldadura
- Integridad del sello de líquido
- Desecante deshidratante del respiradero
- Dispositivo de alivio de presión
- Medidor de nivel de líquido

Para una inspección más profunda, se debe desenergizar el compartimiento LTC separado debe drenarse de líquido aislante para inspección interna. Al abrir el compartimiento del LTC, se debe inspeccionar la junta de la puerta para detectar signos de deterioro. El piso del compartimiento debe inspeccionarse en busca de escombros que puedan indicar un desgaste anormal, y las superficies deslizantes deben inspeccionarse para detectar signos de desgaste excesivo.

Se recomienda que luego de brindarle mantenimiento al LTC y tomar muestras del líquido aislante, se puede realizar las siguientes pruebas:

- Relación de transformación del transformador
- Corriente de excitación
- Aislamiento de bobinado PF
- Resistencia al viento
- Resistencia de contacto
- Prueba de continuidad (para LTC en bobinado conectado en estrella).

Una inspección visual periódica en servicio de los componentes del LTC debe incluir lo siguiente:

- Cualquier holgura
- Mecanismo de accionamiento motorizado
- Función calefactora
- Lectura del contador
- Desecante deshidratante del respirador
- Protección de falla a tierra, si se proporciona
- Nivel de líquido, según sea necesario
- Filtro de líquido aislante, si se proporciona
- Indicador de alivio de presión

Se deben abordar los siguientes puntos de control y se debe consultar el manual del fabricante para obtener detalles para identificar problemas y mejorar el funcionamiento en el futuro.

Los LTC pueden ser del tipo de resistencia y de reactancia (tipo de conmutación de arco) y de tipo reactancia (tipo de conmutación de vacío) montado en un compartimiento separado, dependiendo del tipo puede ser inspeccionado de diferentes maneras.

### **1) Inspección y mantenimiento de equipos de cambio de tomas de carga de tipo de resistencia y de reactancia (tipo de conmutación de arco) montados en un compartimiento separado**

- Señales de fugas
- Integridad de los sellos
- Color del desecante deshidratante del respirador
- Indicador (es) de nivel de líquido
- Operación de filtración de líquido aislante, si se proporciona
- Función del relé de presión / dispositivo de alivio de presión / relé de flujo de aceite (lo que se proporcione)
- Función de los interruptores de control
- LTC parando en posición
- Apriete del sujetador
- Signos de humedad como oxidación, oxidación o agua estancada
- Limpiar el compartimento del cambiador de tomas y las piezas aislantes
- Espacios mecánicos especificados en el folleto de instrucciones del fabricante.
- Operación y condición del selector de tomas, selector de cambio e interruptores de transferencia de arco
- Estado de funcionamiento del mecanismo de accionamiento de los dispositivos y lubricación
- Operación de contador
- Funcionamiento del indicador de posición y su coordinación con las posiciones del mecanismo y del selector de tomas
- Operación del interruptor de límite

- Integridad del bloque mecánico
- Funcionamiento adecuado de la manivela y su interruptor de enclavamiento
- Estado físico del selector de tomas
- Libertad de movimiento y lubricación del conjunto de eje externo
- Alcance de la erosión del arco en contactos de arco móviles y estacionarios
- Calidad del líquido aislante (para incluir voltaje de ruptura dieléctrica del líquido aislante y contenido)
- Posición intermedia del contacto de los contactos móviles (alineación)
- Resistencia de las resistencias de transición (si corresponde)

Finalmente, se debe eliminar la carbonización que pueda haberse depositado y el compartimiento del cambiador de tomas debe lavarse con líquido de transformador limpio. Después del llenado con líquido aislante, se debe realizar un arranque manual en toda la gama.

**2) Inspección y mantenimiento de equipos de cambio de tomas de carga de tipo reactancia (tipo de conmutación de vacío) montado en un compartimiento separado o de tipo resistivo con desviadores de vacío montados en el compartimiento del transformador.**

Se debe seguir la lista de verificación anterior según corresponda. Además, también se debe verificar lo siguiente:

- Desgaste del tubo de maniobra al vacío (erosión de los contactos) y presencia de vacío
- Operación del sistema de monitoreo de vacío (si corresponde)
- Coordinación de botellas de vacío con mecanismo selector (secuencia de conmutación)
- Acoplamiento de selector de tomas;

Debe haber solo cantidades muy pequeñas de carbono. Debe probarse la rigidez dieléctrica y el contenido de agua del líquido aislante. El color debe ser generalmente claro si el LTC ha estado funcionando correctamente. Consulte el libro de instrucciones del fabricante para obtener detalles sobre el llenado del compartimiento con líquido aislante. Algunos LTC de tipo conmutación por vacío requieren el llenado de líquido aislante al vacío después del mantenimiento utilizando líquido aislante desgasificado.

**3) Inspección y mantenimiento de equipos de cambio de tomas de carga de tipo resistencia (tipo de conmutación de arco) montados dentro del compartimiento del transformador.**

Se debe seguir la lista de verificación anterior según corresponda. Además, también se debe realizar lo siguiente:

- Inspeccione y limpie el filtro en la tubería conservadora de líquido aislante.
- Compruebe el acoplamiento del selector de tomas; marque la posición "NEUTRO".

## 2. CAMBIADORES DE TOMA SIN CARGA (DETC).

El DETC normalmente se encuentra en el devanado de voltaje más alto de un transformador de potencia. Su propósito es ajustar la relación de vueltas entre los devanados primario y secundario. Dado que este dispositivo es básicamente un conmutador o una placa de enlace, hay pocas pruebas disponibles con respecto a su correcto funcionamiento. El mal funcionamiento se indica generalmente por la generación de gases combustibles excesivos en el líquido aislante. Estos gases serían indicativos de metal caliente en el líquido aislante sin implicación celulósica.

Los DETC se encuentran dentro del tanque del transformador. Por lo tanto, para inspeccionar estos dispositivos, es necesario drenar el líquido aislante a un nivel tal que el cambiador de tomas esté disponible para su inspección.

Las verificaciones de diagnóstico normalmente implican el funcionamiento del mecanismo de transmisión, la libertad de movimiento del eje de transmisión, la verificación de la alineación de los contactos, la presión de los contactos, la verificación de los interruptores y contactos del monitor DETC e inspección visual. Las pruebas que involucren la operación del cambiador de tomas para operación desenergizada deben realizarse con el equipo desenergizado.

Las comprobaciones de diagnóstico se realizan de la siguiente manera:

**a) Alineación:** Después de la operación, se debe verificar el posicionamiento correcto realizando una prueba de relación de espiras. Esta verificación es para determinar la alineación adecuada de los contactos del DETC sin ingresar al tanque del transformador. La alineación incorrecta de los contactos puede causar una temperatura de contacto alta y, en última instancia, provocar la falla del transformador de potencia. Esta es normalmente la primera prueba que se realiza en el cambiador de tomas.

**B) Presión de contacto:** pueden usarse varios métodos para medir la resistencia. Los valores de resistencia medidos deben corregirse a los valores de fábrica. Cualquier desviación sustancial (aumento sobre los valores de fábrica) podría ser indicativo de una presión de contacto inadecuada. Además, si el transformador también tiene un LTC, el interruptor LTC debe estar en la posición NEUTRO para comparar las lecturas de resistencia medidas con los valores de fábrica. En transformadores monofásicos o conectados en estrella, cualquier fase que tenga una resistencia significativamente mayor tiene un contacto sospechoso. Las mediciones deben realizarse en cada posición de toma del DETC.

Si alguna de las medidas de resistencia es anormal, se debe quitar el líquido aislante y se debe aislar el interruptor del cambiador de tomas. Las mediciones de resistencia deben repetirse en el interruptor aislado para confirmar el defecto sospechoso antes de realizar la reparación.

C) Visual: La falla de las pruebas de alineación y presión de contacto para revelar un problema con un DETC requiere la realización de una inspección visual. Esta prueba debe

realizarse como último recurso ya que el líquido aislante se elimina del transformador. Es posible que se requieran esfuerzos extraordinarios para observar el cambiador de tomas si el acceso es difícil. Por ejemplo, es posible que se requiera un dispositivo de visualización de fibra óptica flexible para ver el cambiador de tomas. El cambiador de tomas debe examinarse para detectar signos de quemado. Cualquier daño de este tipo debe corregirse antes de la restauración.

Cuando se opera un DETC, se deben realizar inspecciones y pruebas.

Las pruebas del transformador realizadas después del mantenimiento y las muestras de líquido aislante tomadas antes de la restauración del

servicio pueden incluir lo siguiente:

- Relación de transformación del transformador
- Excitación LV
- Aislamiento de bobinado PF

---

#### 2.1.4 PRUEBAS EN BUSHING.

También conocido como aislador pasa tapa, estos elementos varían ampliamente en construcción y son elementos esenciales de un transformador. Son relativamente económicos en comparación con el costo de un transformador. Sin embargo, su falla puede resultar en la destrucción total del transformador. Las fallas de los casquillos de porcelana llenos de líquido aislante a menudo resultan en explosiones, con trozos de porcelana rotos y posiblemente un incendio consiguiente. Por lo tanto, los bushing deben revisarse con regularidad y, si se encuentra evidencia de deterioro, deben repararse o reemplazarse, según el tipo y grado de deterioro. Aunque existen muchos tipos diferentes de construcción, muchas de las pruebas de diagnóstico son comunes.

Los bushing pueden clasificarse generalmente por diseño de la siguiente manera:

- a) Tipo de condensador  
Características:
  - Aislante de papel impregnado de líquido, con conductor intercalado (condensador) capas o aislante de papel impregnado de líquido, devanado continuo con capas de papel rayado intercalado.
  - Unido a resina
  - Aislamiento de papel impregnado de resina, con capas conductoras (condensadoras) intercaladas.
- b) Tipo sin condensador  
Características:
  - Núcleo sólido o capas alternas de aislamiento sólido y líquido
  - Masa sólida de material aislante homogéneo (por ejemplo, porcelana sólida)

c) Lleno de gas

### **Pruebas de diagnóstico en aisladores pasa tapa.**

- Continuidad.
- Capacitancia, factor de potencia y factor de disipación.
- Descargas parciales.
- Infrarrojo.
- Inspección visual.
- Nivel de líquido.

#### **1. Continuidad.**

El aislamiento primario está contenido en una carcasa resistente a la intemperie, generalmente de porcelana o de tipo compuesto con coberturas de caucho de silicona. El espacio entre el aislamiento primario y la carcasa generalmente se llena con un líquido o compuesto aislante (también plástico y espuma). Algunos de los tipos sólidos homogéneos pueden usar líquido aislante o alquitrán para llenar el espacio entre el conductor y el interior. Los aisladores pasatapa también pueden usar gas como SF<sub>6</sub> como medio aislante entre el conductor central y la carcasa exterior.

Los Bushing pueden clasificarse además en general como equipados con un electrodo de derivación o no equipados con un electrodo de derivación. Se han definido los siguientes dos tipos de derivaciones:

- Tap de prueba para bushing de 350 kV BIL e inferiores; el nivel de resistencia es de 2 kV / 1 min.
- Tap de voltaje para 350 kV BIL sobre bushing; el nivel de resistencia es de 20 kV / 1 min.

Se pueden tomar muestras de líquido aislante de casquillos llenos de líquido para el análisis de gas disuelto (DGA) del líquido aislante. Si bien esto aún no es una práctica común entre las empresas de servicios públicos en América del Norte, se ha demostrado que la DGA en aceite mineral para bushing, es una buena técnica de diagnóstico para detectar el problema de gaseado interno de los bushing. Actualmente no existe un estándar IEEE con límites establecidos en los niveles de gas.

IEC 61464: 2003 [B31] donde el aceite mineral es el medio de impregnación del aislamiento principal (generalmente papel), proporciona los límites normales de los niveles de gas que se muestran en la Tabla 11. Los límites inferiores para los gases se pueden utilizar a discreción del usuario. Algunos ingenieros sugieren que no se deben aceptar niveles detectables de acetileno, ya que la presencia de acetileno es un signo de formación de arco.

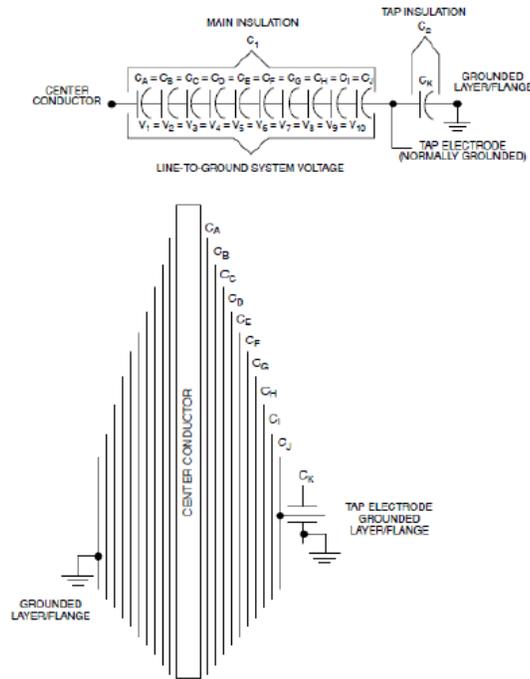
**Tabla 11: Límites normales de los niveles de gas.**

Tipo de gas	Concentración (ppm)
Hidrógeno (H <sub>2</sub> )	140
Metano (CH <sub>4</sub> )	40
Etileno (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	30
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	70
Acetileno (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	2
Monóxido de carbono (CO)	1000
Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	3400

## **2. Capacitancia, factor de potencia y factor de disipación.**

Formado por la capacitancia y PF (o DF) del aislamiento principal (C1) y capacitancia del aislamiento del electrodo de tap (C2) (ver figura 30). Las secciones de condensador en cortocircuito pueden detectarse mediante un aumento de la capacitancia. La presencia de humedad u otros contaminantes generalmente se puede detectar mediante un aumento de PF. La humedad externa o la contaminación de la superficie deben eliminarse antes de realizar las mediciones de FP. Al realizar pruebas de capacitancia en el C2, debe tenerse cuidado para no exceder el voltaje de prueba de la toma. Cabe señalar que los FP de la C1 y C2, las capacitancias (típicamente medidas en picofaradios), pueden ser considerablemente diferentes entre sí, y no es poco común para la capacitancia C2 ser 10 veces mayor que la C1.

La prueba de collar caliente es una prueba particularmente útil cuando el bushing no está equipado con un electrodo de derivación y se puede utilizar para evaluar la condición de una pequeña sección específica del aislamiento del bushing entre un área de la porcelana superior y el conductor de corriente central. Se realiza energizando uno o más electrodos temporales (collares, generalmente de caucho semiconductor) colocados alrededor del exterior de la porcelana, con el conductor central conectado a tierra. Este tipo de prueba puede usarse para localizar grietas en porcelana, degradación del aislamiento dentro de la sección superior del bushing, bajo nivel de compuesto o líquido y huecos en el compuesto. Deben analizarse las pérdidas de vatios, no el factor de potencia. El límite aceptable es 0,1 W (Gill [B27]). Las pruebas de collar caliente se pueden realizar en los modos de prueba de muestra con conexión a tierra (GST) o prueba de muestra sin conexión a tierra (UST), según las condiciones y preferencias.



**Figura 30: capacitancia en aislador pasatapa. (Std IEEE C57-152 año 2013).**

La capacitancia del bushing debe medirse con cada prueba de factor de potencia y compararse cuidadosamente con la placa de identificación y las pruebas anteriores para evaluar la condición del bushing. Esto es especialmente importante para los bushing con grado de capacitancia donde un aumento en la capacitancia del 5% o más sobre el valor inicial de la placa de identificación es la causa para investigar la idoneidad del bushing para un servicio continuo.

### 3. Descargas parciales (DP).

La actividad de DP prolongada en el aislamiento interno de un bushing reduce gradualmente su resistencia dieléctrica y eventualmente resulta en fallas. La presencia de PD se detecta midiendo el nivel de PD o RIV, que, por necesidad, se realiza a un voltaje alto, generalmente voltaje de línea a tierra o superior (por ejemplo, 130% a 150%).

Estas medidas pueden realizarse durante una prueba de voltaje inducido en el transformador. Sin embargo, si se detecta PD durante esta prueba, es imposible distinguir si se origina en el aislador o en el transformador. Por esta razón, si se requieren mediciones de PD o RIV, es preferible quitar el aislador del transformador y probarlo solo. Esta prueba de DP se realiza con el bushing en un tanque especial usando una fuente de prueba HV.

### 4. Inspección visual.

Se puede realizar algún examen visual mientras el transformador está energizado. El uso de binoculares puede revelar defectos como porcelanas agrietadas o rotas, juntas con fugas

y nivel anormal del líquido aislante. Es útil anotar la temperatura ambiente y, si es posible, la corriente de carga en el momento de la observación.

Se puede realizar una inspección visual más detallada cuando el transformador está desenergizado. Además de los elementos descritos anteriormente, un examen más detenido puede revelar grietas finas, deterioro de las juntas cementadas y contaminación de la superficie. Si la carcasa de porcelana se rompe, se debe considerar cómo se rompe. Una simple rotura del cobertizo es una preocupación menor. La porcelana sin esmaltar no constituye ningún peligro inmediato, ya que la porcelana de grado eléctrico no es porosa y no absorbe la humedad. Si una grieta o una superficie rota discontinua parece entrar o apuntar al cuerpo principal de la carcasa del bushing, se recomienda un examen más detenido. Las grietas que parecen extenderse hacia el cuerpo principal pueden crecer y eventualmente causar fallas. En tal caso, el bushing debe reemplazarse porque no es posible una reparación efectiva en el campo.

## **5. Nivel de líquido.**

El nivel de líquido debe comprobarse en la mirilla o en el indicador de líquido. Se debe considerar la temperatura ambiente para una evaluación adecuada del nivel de líquido. Un error común es agregar líquido aislante en temperaturas más frías para llevar el nivel del líquido aislante a niveles normales. El nivel normal generalmente se establece para una temperatura ambiente de 20 ° C. Agregar líquido aislante a temperaturas más bajas da como resultado condiciones de sobrellenado cuando las temperaturas aumentan a las condiciones del verano. Los tapones de llenado de líquido aislante, etc., deben reemplazarse y sellarse adecuadamente después de la inspección para evitar la entrada de contaminantes. Si la mirilla permite la observación del líquido aislante, debe examinarse en busca de encerado (formación de cera) o contaminación. El conductor de cobre también debe revisarse para detectar cualquier decoloración anormal.

## **DESCRIPCIÓN DE LOS PARÁMETROS MONITOREADOS**

Para los transformadores que se fabrican hoy en día, encontramos docenas de dispositivos de monitoreo analógicos y varias soluciones de monitoreo electrónico. Aunque puede parecer abrumadora, la tecnología actual para la supervisión de transformadores de potencia puede reducirse a los siguientes tipos principales de parámetros:

### **Temperatura**

Además de los sensores de temperatura convencionales, que se utilizan para medir la temperatura del aceite superior e inferior y la simulación de la temperatura del punto más caliente de los devanados, los sensores de fibra óptica para la medición directa de las temperaturas del punto más caliente se utilizan hoy en día con mayor frecuencia. Los sensores de fibra óptica se instalan durante el proceso de bobinado de los devanados y duran toda la vida del transformador. Junto con la medición de la temperatura superior del aceite y de la parte inferior del aceite, proporcionan un modelo térmico altamente preciso

para calcular la capacidad dinámica real de un transformador, la cual representa una de las bases para los modelos de envejecimiento, humedad y temperatura de burbujeo. Estas mediciones son instantáneas y complementan el análisis de gases disueltos y la medición de descargas parciales.

### **Análisis de gases disueltos**

Estos sensores proporcionan datos muy precisos de ppm de los gases clave disueltos en el aceite del transformador. El modelo de análisis de gases disueltos hoy en día ha madurado después de casi dos décadas de aplicación en la industria. Los modelos de evaluación de análisis de gases disueltos más avanzados proporcionan evaluaciones de estado de condición en función de las combinaciones y concentraciones de los diferentes gases, como una información más fácil de entender para el usuario. El análisis se retrasa a menudo por horas en función de las condiciones internas y de la capacidad de distribución del gas dentro del aceite. Sin embargo, el análisis está limitado a mostrar los síntomas y requiere de ciertos análisis adicionales para identificar la fuente de problemas en evolución. El uso de otros sensores para confirmar y complementar este modelo es la clave para un monitoreo integral.

### **Descargas Parciales**

Aunque relativamente nueva, la aplicación en transformadores (primera instalación en un transformador comercial en 2006), las técnicas de descargas parciales UHF han demostrado ser precisas y confiables en otros activos eléctricos (subestaciones aisladas en gas SF<sub>6</sub>) durante casi dos décadas. Los sensores UHF se combinan para el monitoreo continuo en línea y ofrecen más sensibilidad en comparación con los métodos acústico y eléctrico (IEC 60270). El monitoreo de descargas parciales utilizando el método UHF ya ha demostrado que puede identificar problemas en evolución mucho antes que cualquier otro método de monitoreo. El reconocimiento de patrones de descargas parciales utilizando ANN (Redes Neuronales Artificiales) y Análisis de parámetros puede verificarse mediante un modelo de análisis de gases disueltos para proporcionar una reconfirmación excelente. La localización de la fuente de descargas parciales, la evolución de la falla y la evaluación integral de riesgos es una de las piezas de información más importantes para evaluar el estado de un transformador y para decidir si el problema se puede solucionar en el sitio o si debe reemplazarse.

### **Humedad**

El sensor de humedad se combina generalmente con el sensor de gases disueltos. La simple lectura de la humedad en el aceite se utiliza para crear el modelo de humedad en el aceite.

Al comparar las tendencias de la humedad en el aceite con la carga real del transformador, el modelo térmico y el uso del modelo de humedad en aislamiento, se puede estimar la humedad en el aislamiento y su influencia en la aceleración del índice de envejecimiento

de celulosa, reducción de la resistencia dieléctrica, formación de burbujas y fallas dieléctricas y descargas parciales en el aislamiento. Estos modelos son relativamente menos precisos en comparación con los modelos de análisis de gases disueltos, térmicos y descargas parciales. Sin embargo, combinados representan con precisión los cálculos de vida restante y la capacidad dinámica real de un transformador.

### **Tangente delta y capacitancia de bushings**

La medición precisa de tangente delta y capacitancia es posible usando el método de voltaje de referencia. La comparación de la corriente de fuga con una señal de voltaje de referencia de la misma fase es la clave para una evaluación fiable de la condición de los bushings. Además de los cambios drásticos en términos de fallas parciales o tangente delta, la precisión de este método permite la detección de pequeños cambios de tangente delta, incluso hasta la detección de humedad incipiente. Ciertos modelos analíticos y de correlación permiten distinguir entre diferentes tipos de defectos. El método de monitoreo de descargas parciales, que utiliza el bushing como capacitor de acoplamiento (método IEC 60270), es menos eficiente para la evaluación de la condición del bushing porque es difícil distinguir el origen de una descarga (externa / interna) y debido a las descargas normalmente de bajo nivel de los bushings comparadas con otras fuentes de descarga.

### **Parámetros del conmutador de tomas bajo carga**

Los parámetros principales para una evaluación exitosa de la condición de un conmutador bajo carga son la posición del conmutador, cantidad de operaciones, tiempo de conmutación, corriente del motor, par del motor, y la diferencia de temperatura entre el tanque principal y el compartimento del conmutador bajo carga.

### **Parámetros del sistema de enfriamiento**

La operación y la eficiencia del sistema de enfriamiento se determinan mediante la medición de la temperatura de entrada y salida de los bancos de radiadores o enfriadores. A menudo es suficiente utilizar simplemente la temperatura del aceite superior e inferior del tanque principal. Para detectar fallas incipientes del sistema de enfriamiento, generalmente se monitorean las corrientes de ventiladores y bombas, el flujo de aceite y la tensión de alimentación y de control al equipo de enfriamiento. El modelo de eficiencia de enfriamiento puede utilizarse para controlar ventiladores y bombas y compensar por la reducción de la eficiencia hasta donde sea viable mientras se corrige el problema.

---

## 2.1.5 PRUEBAS EN EQUIPO AUXILIAR.

### 1. Sistema de refrigeración.

Los grandes transformadores de potencia están equipados con algún tipo de sistema de refrigeración. Los sistemas de enfriamiento generalmente consisten en combinaciones de intercambiadores de calor, radiadores, ventiladores y bombas.

Intercambiadores de calor del sistema de refrigeración Básicamente, se utilizan tres tipos de intercambiadores de calor para disipar el calor generado por los transformadores de potencia:

**a) Enfriador de agua:** Este intercambiador de calor consta de un conjunto de tubos instalados dentro del tanque del equipo y sumergidos en el líquido aislante del equipo. Se bombea agua dulce a través de estos tubos para eliminar el exceso de calor del líquido aislante.

**b) Enfriador de aceite-agua:** Este intercambiador de calor es un tipo de enfriador que se encuentra en equipos más antiguos en plantas generadoras.

**c) Enfriador de aire forzado, aceite forzado:** Este intercambiador de calor se encuentra principalmente en plantas generadoras y en grandes transformadores de voltaje extra alto. Se caracteriza por tubos pequeños, generalmente verticales, envueltos con aletas delgadas. Los tubos están encerrados en una carcasa que está abierta en un lado y tiene una cubierta de ventilador en el otro lado. Debido a la cercanía de las aletas, este tipo de dispositivo es muy eficiente pero también es susceptible de obstruirse por los escombros. El flujo de aire reducido tiene un efecto dramático en la eficiencia del dispositivo.

Todos los demás transformadores están equipados con radiadores. Este tipo de enfriamiento se caracteriza por tubos largos, anchos, planos y huecos montados entre dos tubos grandes llamados encabezados.

El líquido aislante fluye hacia el colector superior, se enfría y fluye naturalmente de regreso a través del colector inferior al tanque del equipo. Se debe identificar el tipo de dispositivo de enfriamiento con el que está equipado el equipo y se deben seguir las instrucciones apropiadas a continuación.

- **Enfriadores de agua:** Se debe observar el caudal de agua para que este tipo de enfriador pueda funcionar con su máxima eficiencia. El flujo de agua inadecuado o las temperaturas del agua más altas reducen la eficiencia de este tipo de sistema. Se deben tomar muestras de líquido aislante del tanque del equipo con bastante frecuencia (semanalmente) con este tipo de enfriador para determinar si hay una fuga de agua en el tanque del equipo.
- **Enfriadores de aire:** Se debe realizar una observación visual a través del enfriador de un lado al otro. Puede ser necesario sostener una fuente de luz fuerte en el lado opuesto para permitir la inspección de los escombros atrapados. Las superficies de las aletas del enfriador deben examinarse para detectar signos de contaminación.

En los enfriadores donde la acción del ventilador extrae aire a través del enfriador, se debe colocar una sola hoja de papel de fotocopiadora (peso estándar) en el lado de la entrada de aire. El papel debe mantenerse en su lugar por la fuerza del flujo de aire. Para mediciones más precisas, se puede usar un anemómetro para medir el flujo de aire en varios puntos del enfriador para compararlo con un enfriador útil de las mismas especificaciones y tamaño.

- **Radiadores:** El flujo de aire generalmente no es un problema debido al espacio relativamente amplio entre los tubos.

-

## 2. Ventiladores.

Los ventiladores de enfriamiento están diseñados para mover aire a temperatura ambiente a través del radiador o enfriador y proporcionar transferencia de calor desde el líquido aislante del equipo a la atmósfera circundante. Se debe observar la rotación de las aspas del ventilador para confirmar que el flujo de aire está en la dirección correcta para el tipo de dispositivo involucrado. La observación puede facilitarse si se realiza a una velocidad inferior a la normal, ya sea durante el arranque o inmediatamente después del apagado.

Los ventiladores de refrigeración están diseñados para mejorar la transferencia de calor generado por los equipos eléctricos a la atmósfera. Suponiendo que los ventiladores están dimensionados correctamente con respecto al diseño de la refrigeración sistema, la inspección debe incluir la confirmación de que están operando a la velocidad de diseño, que las vías respiratorias no están bloqueadas y que las protecciones y las palas no están dañadas.

Se deben observar al menos dos ventiladores mientras están en funcionamiento. Por lo tanto, cualquier ventilador que funcione a menos de la velocidad de diseño será obvio a simple vista. Para mediciones más precisas, se puede usar un tacómetro u otro tipo de dispositivo de cronometraje, pero esto rara vez es necesario. Se debe realizar una inspección visual en busca de basura o escombros que puedan reducir el flujo de aire hacia la superficie del intercambiador de calor. La protección del ventilador y la paleta deben examinarse para detectar signos de distorsión u otros daños.

**Los controles del ventilador de enfriamiento.** Están diseñados para funcionar tanto manual como automáticamente. La función automática generalmente está relacionada con la carga o la activación (o ambas). Si el transformador es de clasificación simple, el equipo de enfriamiento debe funcionar cuando el transformador está energizado, ya que este tipo de transformador no tiene clasificación de auto enfriamiento y, de lo contrario, se sobrecalentará severamente. Los transformadores de triple clasificación tienen una clasificación de auto enfriamiento, así como otras dos etapas de enfriamiento. Estas etapas de enfriamiento pueden iniciarse mediante interruptores controlados por temperatura de líquido aislante o un dispositivo sensible a la carga del transformador, como un indicador de temperatura de bobinado, que se ha convertido en el método preferido.

## **Bombas del sistema de refrigeración.**

Los equipos de gran potencia suelen estar equipados con bombas de líquido para aumentar la eficiencia del sistema de refrigeración. Estas bombas constan de motores trifásicos o monofásicos, normalmente clasificados en el rango de 230 V a 480 V. El tamaño del motor y la capacidad de la bomba varían. La mayoría de las bombas están equipadas con cojinetes de empuje de tipo manguito en lugar de cojinetes de bolas o de rodillos. El líquido aislante del equipo de potencia fluye a través del devanado del motor y se lleva el calor generado por las pérdidas del motor.

### **3. Relé detector de gas defectuoso.**

En general, solo los transformadores de potencia equipados con conservador están equipados con relés detectores de gas de falla. El relé detector de gas detecta la presencia de gas libre liberado del líquido aislante, lo que indica un nivel de generación de gas más allá de los límites de saturación de gas disuelto del líquido aislante. El aire que ingresa al transformador, generalmente durante condiciones ambientales extremadamente frías, ocasionalmente también puede registrarse en el relé del detector de gas.

El gas acumulado debe analizarse según las instrucciones del fabricante siempre que el medidor indique un valor superior a cero. El análisis de gas disuelto en líquido aislante también sería apropiado en este momento.

Algunos dispositivos que se utilizan en transformadores también realizan un análisis limitado en línea de gas disuelto en líquido aislante. El propósito de estos dispositivos es alertar al usuario cuando las tasas de generación de gas exceden los límites predeterminados. Cuando se recibe esta alerta, se puede realizar un análisis de laboratorio de gas en líquido aislante más detallado.

### **4. Relé de presión de avería.**

Hay dos tipos de relés de presión repentina. El tipo más común se monta debajo del líquido aislante. El otro tipo está montado en el espacio de gas. Los arcos internos en equipos de energía eléctrica llenos de líquido generan una presión de gas excesiva que puede dañar gravemente el equipo y presentar peligros extremos para el personal. El relé de presión repentina está diseñado para minimizar la extensión del daño activando rápidamente los sistemas de protección.

Se deben consultar las recomendaciones del fabricante para el ajuste, reparación o reemplazo de dispositivos que funcionan incorrectamente.

## 5. Medidores.

**Medidor de flujo.** Todas las bombas de enfriamiento de los equipos eléctricos deben estar equipadas con un medidor de flujo de la bomba de enfriamiento. Este dispositivo se utiliza para determinar si el líquido aislante fluye a través de la bomba. No es indicativo de la velocidad del líquido aislante ni del estado de la bomba.

Después de asegurarse de que las bombas de enfriamiento de líquido aislante estén encendidas, se debe observar el medidor de flujo para indicar el flujo. Luego, la bomba debe apagarse momentáneamente para verificar que la posición del manómetro cambie a la posición APAGADO (sin flujo).

**Indicador de nivel de líquido.** El conocimiento del nivel del líquido aislante en un tanque de transformador es de suma importancia. La mayoría de los tanques están equipados con un indicador de nivel de líquido normalizado para un funcionamiento a 25 ° C. A medida que cambia la temperatura del líquido, el nivel sube o baja en consecuencia. La placa de identificación del equipo puede indicar el incremento o disminución del nivel de líquido por cada variación de 10 grados en la temperatura del líquido. Esta especificación también puede hacer referencia a la distancia desde la tapa del tanque hasta el líquido a una temperatura de referencia específica (generalmente 25 ° C). El manómetro común es de tipo flotador con una cara redonda y generalmente está equipado con uno o dos contactos de alarma. Un contacto indica un nivel de líquido bajo, mientras que el segundo, si se suministra, indica un nivel de líquido alto. La cara suele estar marcada en el punto de 25 ° C (o normal), alto y bajo.

Se debe observar la indicación de la aguja en la cara del indicador de nivel de líquido. Esta lectura debe normalizarse razonablemente con respecto a la lectura de temperatura del líquido aislante superior. Nunca se debe requerir la calibración de este medidor. Si el medidor no está calibrado, se recomienda reemplazarlo.

**Manómetro.** La presión interna de un tanque de equipo de energía es una función de la temperatura del líquido y la generación de gas. Esta presión se mide con un manómetro que debe calibrarse periódicamente según los estándares apropiados.

En un compartimiento o regulador de LTC debe haber una pequeña presión positiva en relación con la del tanque del transformador de potencia. Si el LTC es del tipo de botella de vacío, nunca debe haber acumulación de presión. En un LTC con un compartimiento sellado, la presión se acumula con cada operación de cambio de toma. Estos compartimientos se suministran con una válvula de alivio de presión que se abre a aproximadamente 3 psi y se vuelve a sellar a aproximadamente 1 psi. Esto evita la entrada de humedad en el compartimiento del cambiador de tomas.

**Medidor de temperatura.** Los medidores de temperatura del líquido y de la temperatura del punto caliente son importantes para el funcionamiento adecuado del transformador. Estos medidores no solo indican la temperatura, sino que también operan los ventiladores y enfriadores por medio de micro interruptores que se pueden ajustar para varios puntos de

temperatura. Estos medidores deben calibrarse regularmente en el sitio con dispositivos portátiles o en el laboratorio.

a) Calibración del indicador de temperatura del líquido aislante superior: El manómetro debe retirarse del transformador y la bombilla sensor debe colocarse en un baño líquido aislante caliente controlado. La calibración debe comprobarse en varios puntos del medidor.

b) Calibración del medidor de temperatura del punto caliente del devanado: según los aumentos de temperatura medidos o los datos de las pruebas de un transformador térmicamente duplicado, la corriente de polarización a la bobina de calentamiento del indicador de temperatura del devanado se ajusta de fábrica para simular el mismo gradiente en grados Celsius sobre la parte superior aumento de líquido como lo experimenta el punto más caliente en los devanados del transformador.

La corriente en el circuito del calentador la ajusta el fabricante del transformador; Debe conocerse la magnitud de esta corriente para poder verificar la calibración de la unidad. La curva de calibración de la corriente del calentador frente al gradiente del punto más caliente está disponible en el fabricante del transformador.

## **6. TC de bushing.**

Los transformadores de corriente de bushing son transformadores de instrumentos. Realice una prueba para determinar que cada transformador de corriente de bushing (BCT) esté instalado en la orientación adecuada. La prueba se puede realizar aplicando corriente continua al bushing mientras se observa la deflexión de un voltímetro conectado al secundario BCT.

Realice una prueba de proporción de cada BCT. Para un BCT de relación múltiple, puede ser útil proporcionar valores de prueba para las cinco tomas disponibles. Los puntos de medición secundarios deben ser los bloques de terminales en el gabinete de control. Se sugiere que el puente de cortocircuito se reemplace en cada bloque de terminales BCT una vez completada la prueba.

### **2.1.6 TIPOS DE FALLAS Y PRUEBAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.**

A continuación, se detallan los ítems de inspecciones programadas y de rutina para transformadores y el equipo asociado en la subestación (entiéndase equipo auxiliar necesario para el correcto funcionamiento de un equipo de potencia). La frecuencia de inspección varía en base al cuidado sugerido por el fabricante, el riesgo del equipo y la complejidad, y las prácticas y procedimientos propios del usuario, según la norma IEEE 57.152.

En una **inspección programada** se debe revisar y registrar lo siguiente:

- Tensiones de línea y corriente de carga.
- Temperatura del líquido aislante, temperatura del embobinado y temperatura ambiente, si es aplicable.
- Niveles de los líquidos aislantes del tanque principal y cualquier compartimiento que contenga líquido.
- Presión de Nitrógeno gaseoso en los transformadores cubiertos.
- Posibles filtraciones en el transformador verificando la integridad de cualquier sello que posea el transformador.
- Limpieza y libertad de obstrucciones de radiadores.
- Conexiones del radiador, uniones de tuberías, puertos de acceso, y válvulas por signos de filtraciones de líquido aislante.
- Barras de bus de cobre y barras de tierra en posición correcta.
- Condición óptima de controles, relés, y cableado.
- Condición del gel desecante.
- Lecturas de contador del cambiador de TAP (LTC), circuit breakers, recierres automáticos y desconexiones.
- Operación correcta de los ventiladores de refrigeración y bombas de circulación de líquido aislante, donde estén instalados.
- Si hay controles automáticos instalados, deben establecerse en la configuración automática.
- Evidencia de actividad animal.
- Resultados obtenidos de la realización del análisis de gas disuelto (DGA).
- Evaluación de temperatura infrarroja en el tanque, bushings, LTC, y gabinete de control.

Basándonos en la normativa Std IEEE C57-140\_2017, se identifican las principales fallas en los elementos o equipos que conforman el transformador de potencia y sus posibles causas. A partir de dicha norma se ha resumido la siguiente tabla.

**Tabla 12. Fallas en Tanque Principal**

<b>Componente/ Sistema</b>	<b>Subcomponente</b>	<b>Falla</b>	<b>Posibles causas de la falla</b>
Devanados/ Conductores/ Sujeción de devanados	Devanados/ Conductores	Falla entre vuelta y vuelta	Principalmente por sobretensión o defectos de diseño.  Se presentan descargas parciales, corrientes de corto circuito, gasificación del líquido aislante.
		Falla entre bobina y bobina	
		Falla entre bobina y tierra	
		Falla entre terminal y terminal	

		Falla entre terminal y tierra	
	Sistema de sujeción de devanado	Deformación de devanado.	Exceder las especificaciones de diseño del devanado, pérdida de presión de la abrazadera de devanado.  Se presenta una distorsión física del devanado.
	Aislamiento	Integridad del aislamiento	Sobretensión, errores de diseño, pérdida de aislamiento por la edad.  Se presentan corrientes de corto circuito, descargas parciales, descargas intermitentes de DC, gasificación del líquido aislante
Núcleo	Núcleo de acero	Integridad del aislamiento entre láminas.	Material, diseño y defectos de mano de obra.
		Soldaduras abiertas en el núcleo.	Se presenta gasificación del líquido aislante.
	Aislamiento	Integridad de aislamiento	Calentamiento de flujo, sobres estrés estructural.  Se presenta aumento de temperatura y gasificación de líquido aislante.
		Aterrizaje del núcleo	Contaminación, daño en el aislamiento mecánico, daño en el aislamiento térmico.  Se presentan gasificación en el líquido aislante, descargas parciales
Aceite y sistemas de preservación de líquido	Aceite	Ingreso de humedad	Contaminación en la junta o sello.  Se presentan descargas parciales.
		Oxidación	Lodo.

			Se presenta aumento de temperatura.
	Conservador	Ruptura de la bolsa	Material inadecuado.  Se presenta reducción de la resistencia del líquido dieléctrico, error en el indicador del nivel de aceite,
	Tubería	Falla de válvulas y sellos.	Error en el ensamblaje, falla en la junta, material inadecuado.
		Contaminación de aceite por fallas en sellos.	Se presenta fugas de aceite.
Tanque (Cuba)	Empaques de la cuba.	Pérdida de contención de fluidos	Error de diseño, material o mano de obra.
	Tubería	Pérdida de contención de fluidos	Se presentan fugas de líquido, distorsión en la estructura del tanque, aumento de temperatura en el tanque.
	Acero estructural	Falla estructural	
		Por flujo de calor	

**Tabla 13. Fallas en cambiador de TAP.**

<b>Componente/Sistema</b>	<b>Falla</b>	<b>Posibles causas de falla</b>
Cambiador de Tap	Disminución de las propiedades de aislamiento en el aceite	Arqueo,  Genera corto circuito e inhabilita el cambio de tap.
	Desgaste en los contactos	Arqueo, defectos de material, desgaste por uso.  Genera corto circuito, pérdida de control de cambiador de tap.
	Desgaste mecánico en partes móviles	Desgaste por uso, contaminación en el líquido aislante.  Pérdida de control de cambios del cambiador de tap.
	Fuga de líquido aislante	Defectos de material.

		Genera perdida de contención de líquidos, arqueo.
--	--	---

**Tabla 14. Fallas en Aislador Pasatapa.**

<b>Componente/ Sistema</b>	<b>Subcomponente</b>	<b>Falla</b>	<b>Posibles causas de falla</b>
Aislador pasatapa	Aislador pasatapa capacitivo	Perdida de Aislamiento	Elevadas temperaturas de operación.  Genera incremento de factor de potencia.
		Rotura de porcelana	Sobretension.  Genera incremento de capacitancia.
	Líquido Aislante	Perdida de aceite.	Material inadecuado, contenedor, falla de sello, vandalismo.  Genera, perdida de líquido aislante e intrusión de humedad.
		Contaminación del aceite.	
	Coraza externa (Tapa del aislador)	Coraza fuera de lugar.	Mal acoplamiento.  Genera gasificación de líquido aislante, descargas parciales.

## 2.1.7 PRUEBAS DE MANTENIMIENTO SEGÚN IEEE C57.152 Y RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

La siguiente tabla es una compilación de las pruebas de mantenimiento clasificadas en 3 tipos según su importancia: recomendadas, de ser necesarias y opcionales, comúnmente realizadas en un transformador de potencia sumergido en líquido durante su instalación, mientras esté en servicio y luego de fallas en las protecciones causadas por una falla en el sistema de distribución o una falla interna.

Esta tabla muestra el programa de mantenimiento completo propuesto por IEEE, presentado como un estándar internacional, sin embargo, las condiciones de operación varían entre países y es por eso que cada país, según estudios y experiencia empírica decide modificar dicho programa según los objetivos que se persigan, entre ellos pueden estar los económicos, confiabilidad, seguridad industrial, compromisos con el medio ambiente, etc.

**Tabla 15. Programa de mantenimiento IEEE C57.152**

Prueba de mantenimiento	Transformador de potencia llenado en aceite			
	Puesta en servicio	En servicio	Después de que la protección falló debido a fallo del sistema	Después de que la protección falló debido a fallo interno.
<b>Tanque principal</b>				
Presión de tanque	Opt	Opt	Opt	REC
Prueba de aterrizaje de núcleo	REC	AN	AN	REC
Pruebas de calidad del líquido aislante y análisis de gases disueltos (DGA)	REC	REC	AN	REC
Pruebas de Furanos	Opt	Opt <sup>5</sup>	Opt	REC
Vacío	REC	Opt	Opt	REC
Resistencia de aislamiento	REC	AN	AN	REC
Resistencia de devanado	REC	AN	AN	REC
Relación de vueltas (cambiadores de taps desenergizados DETC)	REC	AN	AN	REC
Corriente de excitación	REC	AN	AN	REC
PF/Tan-Delta	REC	AN	AN	REC
Descargas parciales (PD)	Opt	Opt	Opt	Opt
Tensiones inducidas	Opt	Opt	Opt	Opt
Análisis de respuesta en frecuencia (FRA)	REC	AN	AN	REC
Respuesta en frecuencia de dieléctricos (DFR)	Opt	Opt	Opt	Opt
Infrared	N/A	REC	N/A	N/A
<b>Bushing (Aisladores pasatapas)</b>				
Resistencia de contactos	Opt	N/A	N/A	Opt
Infrarojos	N/A	REC	N/A	N/A
PF/Tan-Delta	REC	REC	AN	REC
Continuidad	REC	N/A	N/A	REC
<b>Cambiador de tap bajo carga (LTC) y cambiador de tap desenergizado (DETC)</b>				
Pruebas de calidad de líquido aislante y DGA para LTC	REC	REC	AN	REC
Continuidad de contacto para LTC	REC	AN	AN	REC
Infrarrojo para LTC	N/A	REC	N/A	N/A
Análisis característico de corriente de motor para LTC	REC	AN	AN	REC
Mediciones acústicas y vibraciones para LTC	Opt	Opt	Opt	Opt
Muestreo de la variación de tensión para LTC	Opt	Opt	Opt	Opt
<b>Equipo auxiliar</b>				
Calibración de medidores	REC	REC	Opt	REC
Calibración de relé de presión de gas	REC	REC	Opt	REC
Respiradero de Alivio de presión	REC	REC	Opt	REC
Controles de ventiladores de enfriamiento	REC	REC	Opt	REC
Controles de bombas de enfriamiento	REC	REC	Opt	REC
Pararrayos	REC	REC	REC	Opt
CTs de Bushings	REC	AN	AN	AN

## 2.1.8 PRUEBAS DE MANTENIMIENTO SEGÚN ENCUESTA EIE UES Y RESUMEN GENERAL DE LA RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

Como se mencionó anteriormente, en cada país se tiene un programa de mantenimiento casi por completo estandarizado entre las diferentes empresas distribuidoras que operan

en la red eléctrica, a continuación, se presenta el consolidado de aquellas pruebas que se ha concluido, son las que se desarrollan dentro del país.

Cabe destacar que las pruebas dentro de los equipos auxiliares son casi irrelevantes o nulas y en ocasiones existen discrepancias entre las distribuidoras al considerar que elementos deben ser considerados como auxiliares y que elementos no lo son. Es por esto que, en el consolidado, no se presentan pruebas sobre el equipo auxiliar.

La tabla siguiente es la que ha sido propuesta a las 4 empresas distribuidoras con el fin de reportar si la prueba es realizada y con que frecuencia se realiza, los datos se han consolidado y en la columna Frecuencia de prueba, se muestra la moda, o la preferencia que tienen las 4 empresas por realizar una prueba en una frecuencia específica. Cuando no existe una tendencia, no se presenta un solo valor.

**Tabla 16. Programa mantenimiento EIE UES.**

<b>Etiquetas de fila</b>	<b>Frecuencia de prueba</b>
<b>Aisladores Pasatapa</b>	
<b>Aisladores pasatapa</b>	
Capacitancia.	Anual
Descargas Parciales.	Anual
Factor de disipación.	No se realiza/Anual/Cuatro años/Dos años
Nivel de líquido aislante.	Anual
Perdidas dieléctricas.	Anual
Resistencia de contacto.	No se realiza
Temperatura(Infrarrojo).	No se realiza
<b>Cambiador de Tap</b>	
<b>Cambiador de tap</b>	
Análisis de gases disueltos DGA	No se realiza/Anual/Cuatro años/Dos años
Inspección visual	No se realiza/Trimestral
Inspecciones termografías	No se realiza
Prueba de aceite (impurezas)	No se realiza
Temperatura del líquido aislante	No se realiza
<b>Tanque principal (conservadores, núcleo, sistema de aislamiento, bobinados)</b>	
<b>Bobinado</b>	
Prueba de corriente de excitación	No se realiza
Prueba de resistencia ohmica de bobinados:	No se realiza
Pruebas de Reactancia de dispersión/impedancia de corto circuito	No se realiza
Pruebas de resistencia de aislamiento entre bobinados, bobina a tierra o entre bobina y bobina.	Anual

Pruebas de: relación de tensiones, verificación de polaridad, ángulo de fase, prueba de corrientes.	No se realiza
Se realiza la prueba de índice de polarización // Relación de absorción dieléctrica (DAR).	No se realiza
<b>General en el transformador</b>	
Descarga parcial	No se realiza
Factor de disipación, factor de pérdida o tan-delta, realizado en cualquier sistema de aislamiento (líquido, papel, aislamiento de bobinas, etc.)	No se realiza
Mediciones de temperatura infrarroja	Semestral
Prueba de Furanos	No se realiza/Semestral/Anual/Trimestral
Prueba de punto de rocío	No se realiza/Semestral/Anual/Trimestral
Prueba de tensión inducida	Anual/Semestral
Respuesta en frecuencia	Anual
Respuesta en frecuencia de los dieléctricos	Anual
<b>Líquido aislante</b>	
Agua (Humedad)	No se realiza/Anual
Contenido de agua	No se realiza
Contenido de bifenilos policlorados	No se realiza
Conteo de partículas	No se realiza
Factor de disipación o factor de pérdida	No se realiza
Formación de lodo	No se realiza
Gases disueltos	No se realiza/Anual/Cuatro años/Dos años
Inspección visual y color	No se realiza
Número de neutralización	No se realiza
Tensión de ruptura dieléctrica	Anual
Tensión interfacial	No se realiza
<b>Núcleo</b>	
Resistencia de aislamiento del núcleo y pruebas de fuga de tierra involuntarias	No se realiza
Verificación de puntos donde ocurren fugas a tierras involuntarias	No se realiza/Anual/Semestral/Trimestral

**Total general**

## CAPÍTULO 3 ESTADÍSTICAS DE FALLAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

### INTRODUCCIÓN.

Los transformadores de es uno de los elementos principales de la energía. Sistema que determina en gran medida la fiabilidad del suministro eléctrico. La detección de las fallas es extremadamente importante ya que proporciona un alto coeficiente de preparación, reduce las interrupciones y los costos de reparación, así como prolonga la vida útil del transformador de potencia. La investigación de las causas de fallas debido a factores internos o externos, pero los que potencialmente pueden conducir a una falla catastrófica, en este capítulo estudiaremos por medio de estadísticas del CIGRE y otras fuentes los componentes que más fallan en los transformadores de potencia. Así como sus causas de fallas.

### 3.1 PRINCIPALES FALLAS EN UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

#### Fallas en elementos de los transformadores de potencia.

Los transformadores de potencia, dependiendo de las condiciones de trabajo y del entorno, se puede ver sometido a condiciones anormales de funcionamiento lo cual puede desembocar en fallas de los elementos que lo conforman. Las fallas más comunes en un transformador pueden ocurrir en diferentes partes o componentes debido a problemas mecánicos y eléctricos o un estrés térmico ocasionado por diferentes condiciones.

Entre los elementos que fallan comúnmente en los transformadores se tienen:

- **Falla en el devanado.**

Los devanados están separados entre primario y secundario, el devanado primario está sometido a un alto voltaje y una baja corriente, a través del voltaje de inducción electromagnética baja al secundario, durante este proceso los devanados pueden soportar estrés dieléctrico, térmico y mecánico, cuando se sobrepasan los límites que estos pueden soportar resulta una falla y una posterior ruptura, a partir de esto pueden surgir los siguientes problemas:

- a) **Fallas dieléctricas.**

La falla dieléctrica ocurre cuando surge una descompostura en el aislamiento, la cual es causada por una tensión eléctrica y voltaje por arriba de los niveles promedio. Esto desencadena en un corto circuito.

Las principales causas de altos niveles de tensión son:

- 1) Caída de un rayo sin contar con descargadores de sobretensión, o fallas de estos mismos.
- 2) Fallas de voltaje, debido a perturbaciones en la red.

b) Fallas térmicas.

Los devanados por lo general están hechos de cobre, por lo que poseen una resistencia en la cual ocurren pérdidas térmicas, que lo afectan si no ha habido un mantenimiento apropiado, a esto se le suma el aumento térmico generado por los armónicos debido a cargas no lineales. Toda esta situación con el tiempo hace que se vaya deteriorando.

c) Fallas mecánicas.

Las fallas mecánicas son distorsiones, aflojamientos o desplazamientos de los devanados. Esto es resultado de la disminución del desempeño del transformador, reparaciones inadecuadas, corrosión, mal mantenimiento, defectos de fábrica y movimientos y vibraciones dentro de este.

- **Falla en el bushing.**

Los bushing son dispositivos que aíslan un conductor eléctrico de alto voltaje para que pase por uno de tierra. Los cojinetes proveen un camino a la corriente por la pared del tanque del transformador. Dentro del transformador se puede encontrar papel aislante rodeado de aceite, lo que otorga un mayor aislamiento. La falla en el bushing se puede deber a:

a) Desgaste.

b) Aflojamiento de los conductores causado por vibraciones en el transformador, lo que resulta en un sobrecalentamiento. Esto daña al papel aislante y el aceite.

c) Una súbita subida de voltaje, la cual genera una descarga parcial que daña el cojinete y causa una ruptura en cuestión de horas.

d) Rotura en los sellos del cojinete que se originan por la presencia de agua, desgaste o pérdidas dieléctricas excesivas.

e) No reemplazar el aceite o una filtración de este

- **Falla en el cambiador de tomas.**

La función de un cambiador de tomas en el transformador es regular el nivel de voltaje. Esto se hace al añadir o remover vueltas del devanado secundario. Es la parte más compleja y una de las más importantes. Incluso una pequeña falla puede afectar la energía. Algunas causas de los problemas en este son:

A) En una falla run-through, el cambiador de tomas se tarda después de que un relé cambia la proporción de las vueltas. Esto se debe a que el relé tiene residuos. Otra causa es el desgaste del resorte.

B) Falta de mantenimiento que deriva en una desincronización de la conexión de eje entre el cambiador y el motor.

C) Condensadores viejos y desgastados en el motor, lo que hace que el cambiador falle al momento de controlar la dirección de movimiento.

D) Un uso regular que desgasta el resorte y lo hace más frágil hasta el punto de romperse. Por ello, el cambiador no puede cambiar la proporción de las vueltas del devanado.

E) Descompostura del motor en el cambiador debido a un voltaje excesivo.

- **Falla del núcleo.**

Un transformador tiene un núcleo laminado de acero en medio rodeado por los devanados. Su función es concentrar el flujo magnético. Si falla, los devanados se ven afectados. Las fallas del núcleo pueden deberse a:

- a) Mal mantenimiento.
- b) No reemplazar el aceite.
- c) La corrosión.

Una mínima descompostura en las láminas resulta en un incremento en la energía térmica y el sobrecalentamiento puede generar:

- a) Daño en los devanados, debido a que el sobrecalentamiento alcanza la superficie del núcleo.
- b) Daño en el aceite del transformador, lo que genera un gas que puede afectar otros componentes.

- **Falla en el tanque.**

La función del tanque es contener el aceite, el cual es usado para el aislamiento y refrigeración. También puede ser empleado como soporte de otros equipos del transformador.

Una falla en el tanque ocurre cuando existe algún tipo de estrés ambiental, humedad alta o radiación solar. Todo lo anterior puede generar grietas o filtraciones en las paredes del tanque. por lo que pronto comenzará a escasear el aceite. La falla en el tanque puede provocar:

- a) Reducción de aislamiento en el transformador y daños en los devanados.
- b) Sobrecalentamiento y daños en otras partes del transformador

- **Fallas en el sistema de refrigeración.**

El sistema de refrigeración reduce el calor en el transformador debido a las pérdidas de cobre y hierro. El sistema contiene ventiladores, bombas de aceite e intercambiadores de calor enfriados hidráulicamente. Una falla causa un incremento de calor y acumulación de presión del gas, lo cual podría desencadenar una explosión. Las principales fallas en el sistema de refrigeración son:

- a) Filtraciones en las bombas de aceite y agua. Esto da como resultado una reducción de los fluidos y un bajo intercambio de calor. Las filtraciones pueden ocurrir debido al estrés ambiental, corrosión, humedad y radiación solar.
- b) Descompostura de los ventiladores. Estos pueden fallar si no hay un buen mantenimiento o si existe un desgaste en los motores.
- c) Un termostato defectuoso también representa un problema debido a las malas lecturas que proporcionan.

- **Falla en el sistema de protección.**

La función principal del sistema de protección es resguardar al transformador de cualquier falla al detectarla y resolverla lo más rápido posible. Si no es posible,

entonces la aísla para evitar un daño mayor. Sus componentes son el relé de Buchholz, la válvula de alivio de presión, protección contra sobrecargas y el relé de presión súbita.

- a) El relé Buchholz es un dispositivo de protección sensible a las fallas dieléctricas en el transformador. Un sobrecalentamiento tiene lugar cuando se acumulan gases, lo que afecta sus funciones. Un bajo nivel de aceite provoca que el relé entre en acción, aunque no exista un desperfecto. Esto significa un desperdicio de energía.
- b) La válvula de alivio de presión impide que el transformador explote debido a la acumulación de presión del gas, la cual se produce por el sobrecalentamiento del aceite. Si el resorte falla, la válvula no podrá liberar la presión correctamente, por lo que podría ser peligroso. De igual manera tendríamos un problema si la presión se acumula rápidamente, ya que el proceso de liberación es lento.
- c) La protección contra sobrecargas permite que una magnitud específica de voltaje vaya al transformador, lo que evita una subida excesiva. Una falla significa la entrada de una gran carga de voltaje a los devanados y un posterior daño. Humedad, calor, y corrosión son las principales razones de una descompostura.
- d) El relé de presión súbita protege al transformador de explotar debido a un posible incremento exponencial de la presión del gas. La humedad puede afectar su circuito interno.

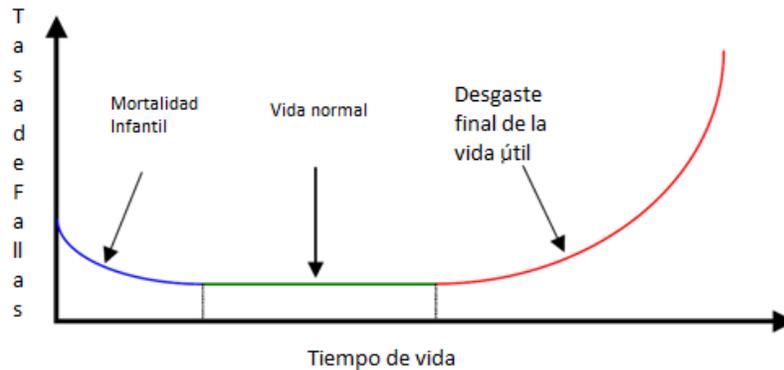
### **3.2 ESTADÍSTICAS DE FALLAS INTERNACIONALES EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.**

El análisis de las estadísticas de fallas es de gran importancia en la vida útil de un transformador de potencia el proceso de degradación de un transformador debido a fallas conceptuales y fallas aleatorias causan serios daños durante el paso de los años, la vida útil de un transformador de potencia es alrededor de 30 años en condiciones óptimas, por lo tanto, una falla de un transformador de potencia son gastos en el futuro para recuperar y reparar una gran cantidad de transformadores.

El hecho que los transformadores son activos de alto costo de capital y un largo tiempo de entrega, es necesario tener una base historia de fallas en transformadores en la cual se pueda llevar un control cabe mencionar que esto no sería aplicable para un transformador de potencia que presente fallas por desgaste/ envejecimiento.

### 3.3 CURVA DE BATH PARA TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

Se representa una curva de Bath de la vida útil del transformador de potencia que durante su ciclo de vida pasara por tres etapas principales



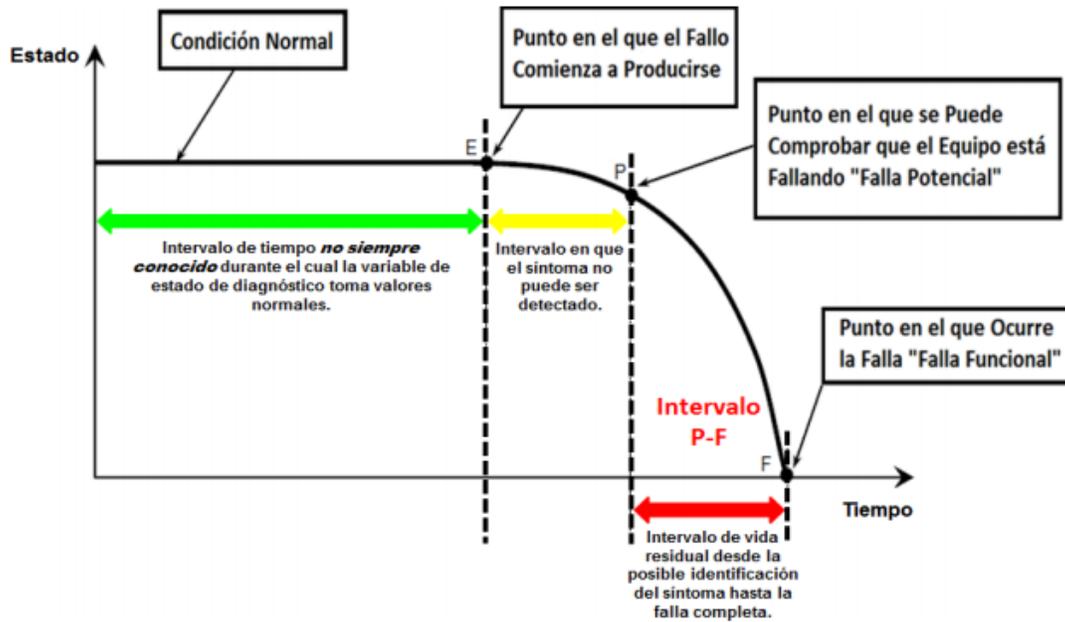
*Figura 31: Curva de Bath.*

**Mortalidad infantil:** las fallas son las menos esperadas. Los defectos de diseño, fabricación o materiales son causas comunes y requieren del fabricante un análisis profundo de los incidentes. **Vida normal:** también llamada vida útil donde pueden ocurrir fallas aleatorias. Este es el fallo constante más bajo. **Desgaste por el final de la vida útil:** el desgaste hace que los productos fallen más a menudo y denotan el final de la vida útil.

Crear los modelos de las fallas de transformadores, ayudaría a la vida útil del transformador por sus características y modelar las fallas con precisión.

#### A. Modelo de fallas conceptuales.

Esta falla en transformadores de potencia ocurre cuando la fuerza de resistencia de un transformador sobrepasa con respecto a una de sus propiedades la capacidad electromagnética, resistencia dieléctrica y resistencia mecánica fallan. Y causan daños severos que dejan fuera al transformador y hay daños en bobinas, niveles elevados de gases, la resistencia dieléctrica disminuye.



**Figura 32: Modelo conceptual de falla de transformadores (Zhou, Zhongdong Wang, & Jarman, 2014)**

Aunque los orígenes o causas reales de falla pueden ser diferentes de transformador a transformador, una falla conceptual todavía se puede adoptar para ilustrar el general modos de fallas de transformadores, que representan sus estadísticas características. En la figura 31, "fuerza" y "estrés" son términos genéricos utilizados para cubrir cualquiera de los mencionados anteriormente propiedades y tensiones. Las fallas ocurrieron en el momento y representar dos tipos de modos de falla (es decir, falla relacionada con el envejecimiento y falla aleatoria, respectivamente).

- 1) *Definición de fallas relacionadas con el envejecimiento:* durante el curso de su vida, un transformador experimentará daños irreversibles cambia su capacidad de servicio y esto se define como el envejecimiento. Debido a la existencia de estos procesos de envejecimiento, Las resistencias del transformador disminuyen gradualmente y puede deteriorarse más rápido de lo normal si alguna anomalía o deterioro proceso de deterioro estructural se produce.
- 2) *Definición de fallas aleatorias:* los otros tipos de fallas ocurriendo en el tiempo, como se muestra en la Figura 32, son los causados por las tensiones aleatorias que exceden accidentalmente las fuerzas de un transformador.

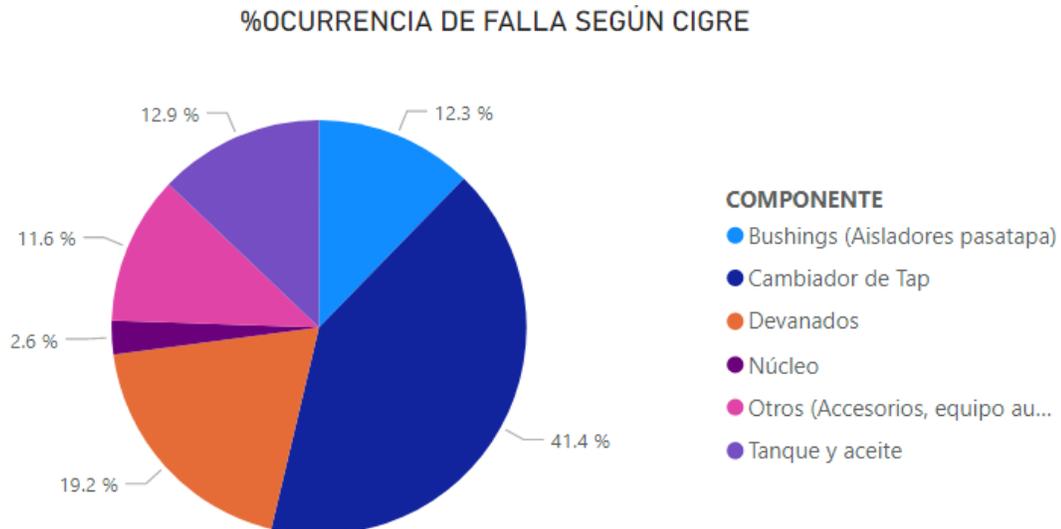
Este tipo de falla se denomina fallo aleatorio, Aunque puede ocurrir a lo largo de la vida de un transformador, para una flota de transformadores, las fallas aleatorias, sin embargo, son los más destacados observados a edades más tempranas.

A continuación, mostramos gráficos estadísticos donde se muestran los elementos que acumulan la mayor cantidad de fallas.

### 3.4 ESTADÍSTICAS DE FALLAS DE CIGRE.

La estadística se recopiló de 13 países en diferentes continentes, que cubren transformadores de edad de 20 años. Se revela la información que los orígenes de las fallas aleatorias están principalmente relacionados a los accesorios del transformador en lugar del tanque principal en sí, donde las fallas del cambiador de tap ocupan el 41% de las fallas totales. Se representan en la Figura 33.

La encuesta también señaló que las fallas relacionadas con el envejecimiento tienden a no ser obvias en edades más tempranas. Las experiencias de la Compañía de Ingeniería, que es, hasta ahora, la mayoría. Las fallas de los transformadores no se deben a la vejez, sino a ciertas limitaciones en el proceso de diseño y fabricación, o debido a algunos daños localizados causados durante operaciones y mantenimiento.



**Figura 33:** Datos estadísticos de fallas tomados de la base de datos de CIGRE. (Zhou, Zhongdong Wang, & Jarman, 2014).

**Tabla 17:** Tabla resumen de datos estadísticos obtenidos por CIGRE.

Etiquetas de fila	%Ocurrencia de Falla
Bushings (Aisladores pasatapa)	12.3%
Cambiador de Tap	41.4%
Devanados	19.2%
Núcleo	2.6%

Otros (Accesorios, equipo auxiliar)	11.6%
Tanque y aceite	12.9%
<b>Total general</b>	<b>100.0%</b>

### 3.5 ESTADÍSTICAS DE FALLAS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN CUBA

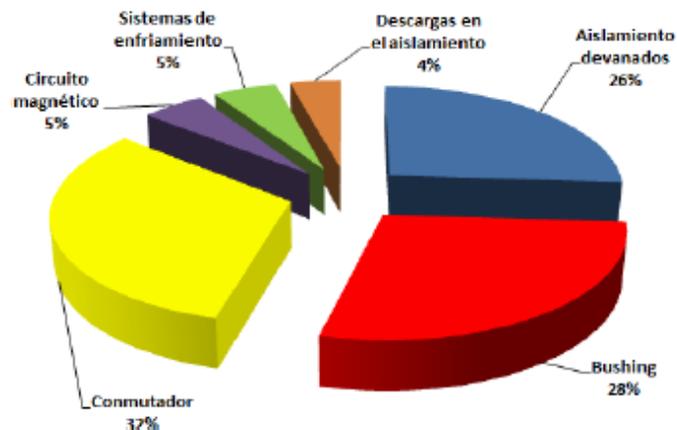


Figura 34: Principales fallas funcionales en transformadores de potencia, Cuba

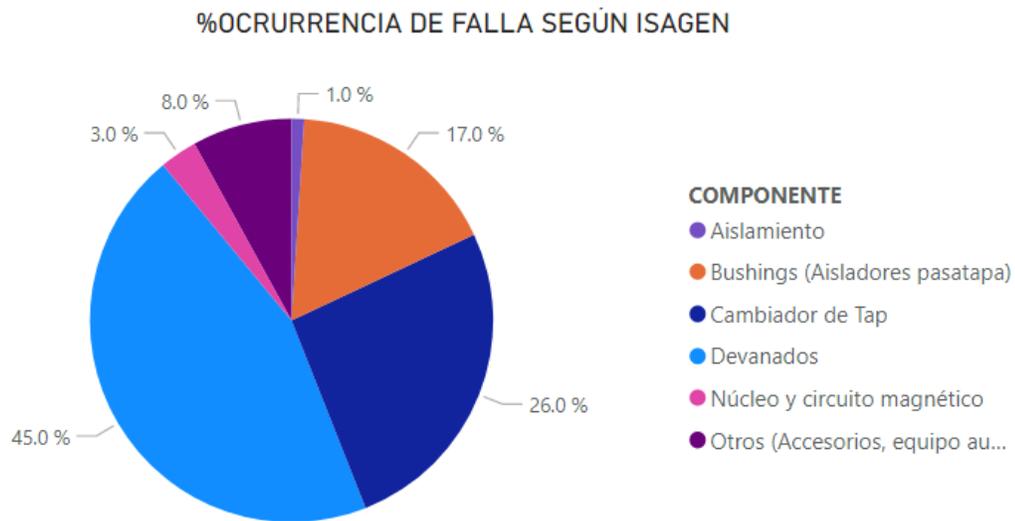
En la Tabla 13. Resumen de causas de falla de los transformadores de potencia en México, Argentina y Cuba. se muestra una comparación de las fallas coincidentes para México, Argentina y Cuba, de igual forma se unifican las diferencias existentes en “otras causas”.

Tabla 18: Resumen de causas de falla de los transformadores de potencia en México, Argentina y Cuba.

Causas de Fallas en %	País		
	México	Argentina	Cuba
Aislamiento Devanado	49	24.39	30
Bushings	26	46.34	28
Comutador bajo Carga (CBC)	10	7.32	32
Otras Causas	15	21.95	10

### 3.6 ISAGEN (EMPRESA COLOMBIANA DE DISTRIBUCIÓN Y SOLUCIONES ELÉCTRICAS)

El último estudio de confiabilidad del transformador muestra a los devanados con un 45% como causa principal de fallas en transformadores, seguido por conmutadores de tomas bajo carga con 26%, bushings con 17% y salida de puntas con 7%. Los demás componentes del transformador desempeñan un papel menor en las estadísticas de fallas, como se resume en la Figura 2.5.



*Figura 35: Estadísticas de fallas (Cruz, 2017).*

**Tabla 19: Tabla resumen de datos estadísticos obtenidos por ISAGEN.**

Etiquetas de fila	%Ocurrencia de Falla
Aislamiento	1.0%
Bushings (Aisladores pasatapa)	17.0%
Cambiador de Tap	26.0%
Devanados	45.0%
Núcleo y circuito magnético	3.0%
Otros (Accesorios, equipo auxiliar)	8.0%
<b>Total general</b>	<b>100.00%</b>

### 3.7 COMPONENTES PRINCIPALES DEL TRANSFORMADOR Y MECANISMO DE FALLA.

Cada falla incipiente en un transformador generará signos detectables de su apariencia. Estos signos pueden ser de naturaleza química, eléctrica, óptica o acústica, pero la mayoría de las veces una combinación de estos.

#### 3.7.1 TANQUE PRINCIPAL DEL TRANSFORMADOR.

La principal preocupación con respecto al tanque principal del transformador es la integridad dieléctrica del sistema de aislamiento (aceite, papel y aislamiento sólido), así como el envejecimiento acelerado por sobrecalentamiento y humedad. Esto está estrechamente relacionado con el peligro de formación de burbujas en la presencia de alta humedad y el contenido de gases disueltos combinados con altas temperaturas.

La humedad y el sobrecalentamiento acelerarán el envejecimiento de la celulosa y esto, a su vez, dará como resultado la formación de productos de descomposición de la celulosa como furanos y agua, lo que acelerará aún más el envejecimiento. En cierto punto, el aislamiento del papel perderá sus propiedades mecánicas hasta que no sea capaz de soportar cualquier tensión mecánica y haga que el transformador falle.

Las partes sueltas, los bordes afilados, la delaminación del aislamiento sólido, las partículas conductoras en el aceite, los contactos defectuosos y las burbujas de gas en el aceite tienen el potencial de debilitar el sistema del aislamiento líquido y sólido y crear descargas parciales y arco eléctrico. Las fuertes descargas como resultado de estos defectos descompondrán el aislamiento de aceite / papel y / o erosionarán el material conductor.

Otras fallas pueden ser causadas por el sobrecalentamiento local y el deterioro debido a malos contactos, circulación de la corriente de tierra del núcleo o conexiones defectuosas o faltantes del núcleo a tierra y de blindajes magnéticos o eléctricos.

#### 3.7.2 CONMUTADOR DE TOMAS BAJO CARGA

El conmutador de tomas bajo carga es la única parte en un transformador que se moverá activamente. El desgaste de sus partes mecánicas y contactos juegan un papel importante, así como también el desempeño del motor.

El desgaste de los contactos del conmutador de tomas bajo carga se produce cuando este opera para mantener un voltaje deseado con cargas variables. Este desgaste es una característica normal de operación, pero el desgaste puede acelerarse por una aplicación incorrecta, una instalación defectuosa y sobrecargas. Si no se corrige una situación de desgaste excesivo, los contactos se pueden quemar y quedarse abiertos o soldarse. Las fallas del conmutador de tomas bajo carga pueden ser combinaciones de fallas mecánicas, eléctricas o térmicas. Las fallas que son de naturaleza mecánica incluyen fallas de muelles, cojinetes, ejes, motores y mecanismos de accionamiento. Las fallas que son de naturaleza

eléctrica y que pueden dar como resultado una condición térmica detectable pueden atribuirse a la carbonización de contactos, la quema de contactos y / o resistencias de transición y problemas de aislamiento.

---

### 3.7.3 SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DEL TRANSFORMADOR

La principal preocupación con respecto al sistema de enfriamiento es mantener su eficiencia de enfriamiento manteniendo la capacidad de transferencia de calor original del transformador.

Para cumplir con esta condición, es necesario evitar cualquier bloqueo de las superficies a través de las cuales se disipa el calor y mantener el flujo de aceite y de aire a través de los radiadores o enfriadores y el flujo de aceite a través de los devanados. La formación de lodo, causada por la oxidación del aceite, se acumulará lentamente y se depositará en los devanados y el núcleo, también puede llegar a bloquear los conductos de aceite de los devanados y radiadores o enfriadores, como resultado la temperatura aumentará con el tiempo bajo las mismas condiciones de carga del transformador.

El sistema de convección natural y enfriamiento forzado son los métodos más utilizados para eliminar el calor del transformador. En el sistema de enfriamiento forzado de aceite, se utilizan bombas para hacer circular el aceite a través de los radiadores o enfriadores y los devanados; los ventiladores se utilizan para hacer circular el aire a través de las aletas de los radiadores o enfriadores. En otros sistemas de enfriamiento se utiliza agua en lugar de aire como medio de refrigeración y también se usan bombas para hacer circular el agua. Si el sistema de enfriamiento es perturbado por la mala función de los ventiladores o bombas, la temperatura también aumentará con el tiempo mientras el transformador está en las mismas condiciones de carga.

---

### 3.7.4 BUSHINGS

Los bushings son un componente crítico en la transmisión de la energía. Permiten la transferencia de las corrientes de carga del interior y exterior de compartimientos metálicos aterrizados a las tensiones del sistema, y a menudo están expuestos a permanentes esfuerzos dieléctricos. Para altos voltajes, normalmente por encima de 36 kV, se utilizan bushings tipo capacitivo. Las principales causas de falla para este tipo de bushings son la humedad, los arcos parciales debido a sobretensiones o al deterioro previo debido a descargas parciales o fugas en el caso de bushings cuyo núcleo está compuesto de papel impregnado en aceite.

## 3.8 MODELOS MATEMÁTICOS PARA FALLAS DE TRANSFORMADORES

Matemáticamente, las fallas aleatorias se caracterizan por la tasa de falla instantánea que permanece relativamente constante durante tiempo, correspondiente a la región plana de la curva de la bañera, mientras que las fallas relacionadas con el envejecimiento se caracterizan por un aumento de la tasa de falla instantánea con la edad, correspondiente a

la fase de fondo de la curva de la bañera. Ambos modos de falla pueden ser representado por la distribución Weibull de dos parámetros funciona desde este tipo de distribución, con diferentes parámetros, es flexible para representar diferentes relaciones de tasa de falla instantánea ver su edad.

La función de distribución acumulativa (CDF) de los dos parámetros de distribución de Weibull se da como

$$F_x(x; \eta, \beta) = 1 - \exp[-(x/\eta)^\beta]$$

Donde

X = Tiempo de falla expresado como una variable

n = Parámetro de escala

B = Parámetro de forma

La tasa de falla instantánea versus la relación de edad del Distribución Weibull  $h(x)$  como se muestra en la fórmula

$$h(x) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{x}{\eta}\right)^{\beta-1}$$

$h(x)$  está determinado por el valor del parámetro de forma ese:

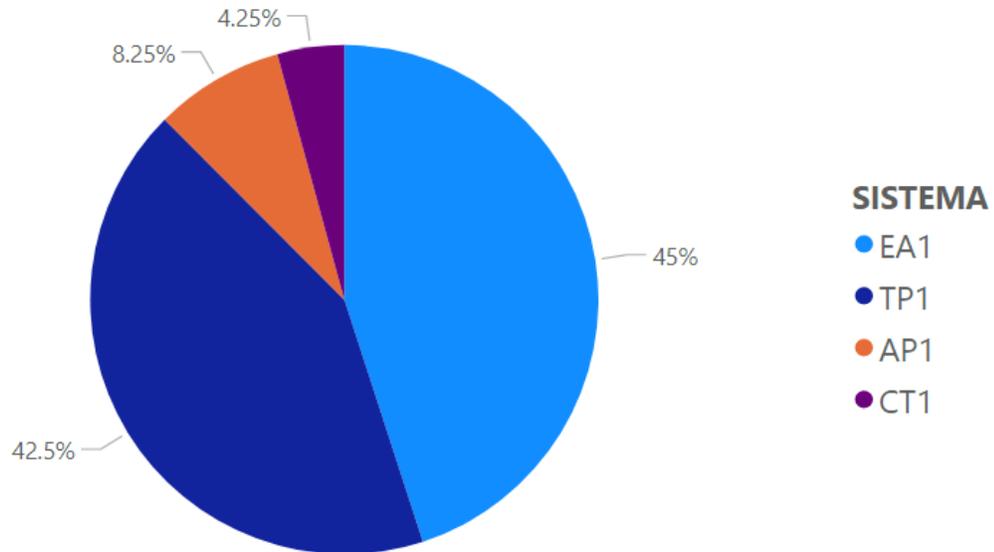
- $\beta = 1$  representa las "fallas aleatorias" donde la tasa de falla instantánea permanece constante en el tiempo
- $\beta > 1$  representa las "fallas relacionadas con el envejecimiento" donde La tasa de falla instantánea aumenta con la edad

En cuanto al parámetro de escala, representa la edad por la cual se espera que el 63.2% de las unidades de vida del transformador hayan fallado. Por el caso extremo de  $\beta = 1$ , cuando se trata de fallas aleatorias, la vida media de la distribución es igual al valor de  $\eta$ .

En este artículo, modelos de falla aleatorios y relacionados con el envejecimiento están representados matemáticamente por las funciones de distribución de Weibull y los parámetros se eligen como  $F_x(x, 500, 1)$  y  $F_x(x, 100, 5)$ , que representa la comprensión actual de una empresa de servicios públicos en el nivel de tasa de falla aleatoria y falla relacionada con la tasa de envejecimiento, respectivamente.

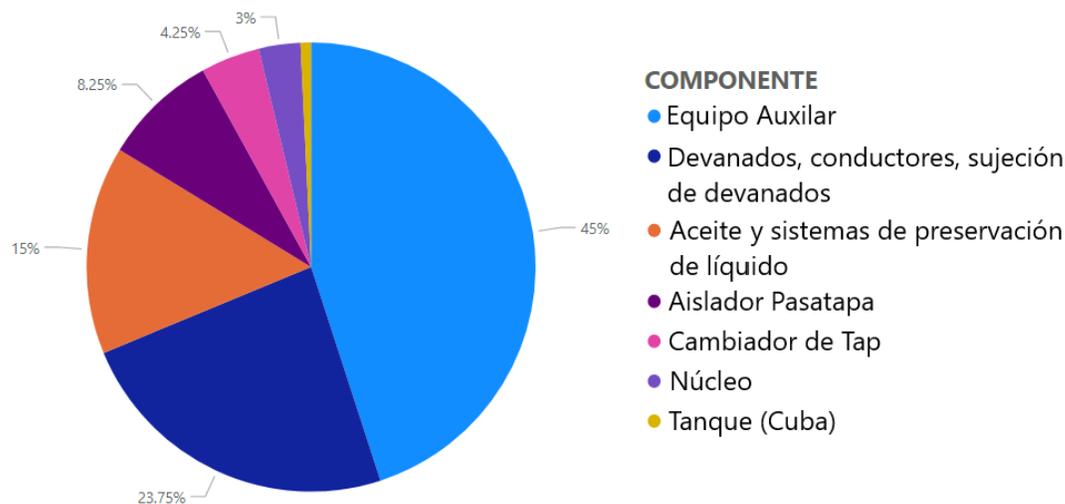
### 3.9 ESTUDIO ESTADÍSTICO DE FALLAS SEGÚN EIE UES

%OCURRENCIA DE FALLA EN LOS SISTEMAS DEL TRANSFORMADOR



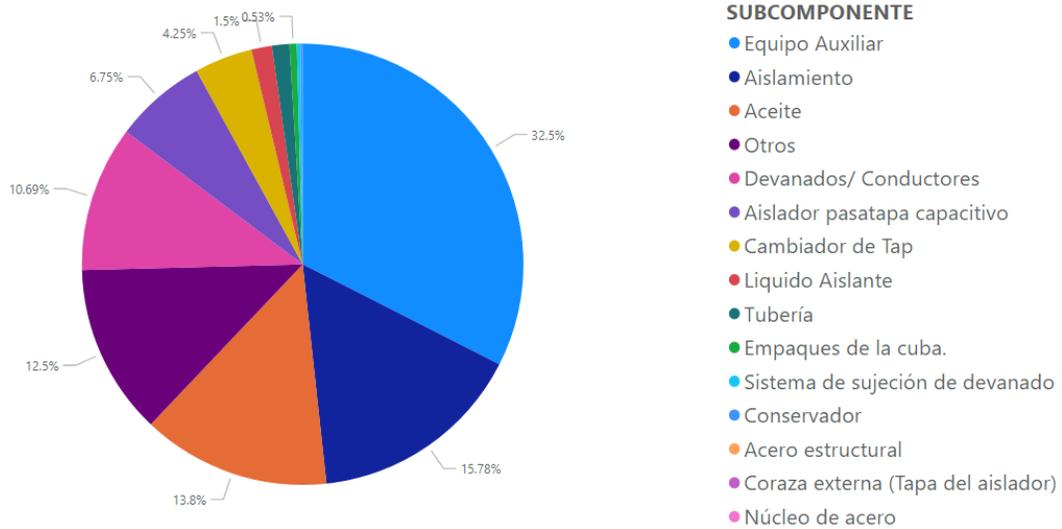
Etiquetas de fila	Suma de %TG %FREC_FALLA
Aisladores Pasatapa	8.25%
Cambiador de Tap	4.25%
Equipo Auxiliar (Sistema de refrigeración, Relé detector de gas, Relé de presión, Indicador de nivel de aceite, Medidor de temperatura, Transformador de corriente en aisladores, etc)	45.00%
Tanque principal (conservadores, núcleo, sistema de aislamiento, bobinados)	42.50%
<b>Total general</b>	<b>100.00%</b>

ESTUDIO EN PROFUNDIDAD DE LA OCURRENCIA DE FALLAS EN EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA



Etiquetas de fila	Suma de %TG %FREC_FALLA
<b>Aisladores Pasatapa</b>	<b>8.25%</b>
Aislador pasatapa	8.25%
<b>Cambiador de Tap</b>	<b>4.25%</b>
Cambiador de Tap	4.25%
<b>Equipo Auxiliar (Sistema de refrigeración, Relé detector de gas, Relé de presión, Indicador de nivel de aceite, Medidor de temperatura, Transformador de corriente en aisladores, etc)</b>	<b>45.00%</b>
Equipo Auxiliar (Sistema de refrigeración, Relé detector de gas, Relé de presión, Indicador de nivel de aceite, Medidor de temperatura, Transformador de corriente en aisladores, etc)	45.00%
<b>Tanque principal (conservadores, núcleo, sistema de aislamiento, bobinados)</b>	<b>42.50%</b>
Aceite y sistemas de preservación de líquido	15.00%
Devanados/ Conductores/ Sujeción de devanados	23.75%
Núcleo	3.00%
Tanque (Cuba)	0.75%
<b>Total general</b>	<b>100.00%</b>

ESTUDIO EN PROFUNDIDAD DE LA OCURRENCIA DE FALLAS EN EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA



Etiquetas de fila	%FREC_FALLA
<b>Aisladores Pasatapa</b>	<b>8.3%</b>
Aislador pasatapa capacitivo	6.8%
Coraza externa (Tapa del aislador)	0.0%
Líquido Aislante	1.5%
<b>Cambiador de Tap</b>	<b>4.3%</b>
Cambiador de Tap	4.3%
<b>Equipo Auxiliar</b>	<b>45.0%</b>
Equipo Auxiliar	32.5%
Otros	12.5%
<b>Tanque principal</b>	<b>42.5%</b>
<b>Aceite y sistemas de preservación de líquido</b>	<b>15.0%</b>
Aceite	13.8%
Conservador	0.2%
Tubería	1.1%
<b>Devanados/ Conductores/ Sujeción de devanados</b>	<b>23.8%</b>
Aislamiento	12.8%
Devanados/ Conductores	10.7%
Sistema de sujeción de devanado	0.3%
<b>Núcleo</b>	<b>3.0%</b>
Aislamiento	3.0%
Núcleo de acero	0.0%
<b>Tanque (Cuba)</b>	<b>0.8%</b>
Acero estructural	0.0%
Empaques de la cuba.	0.5%

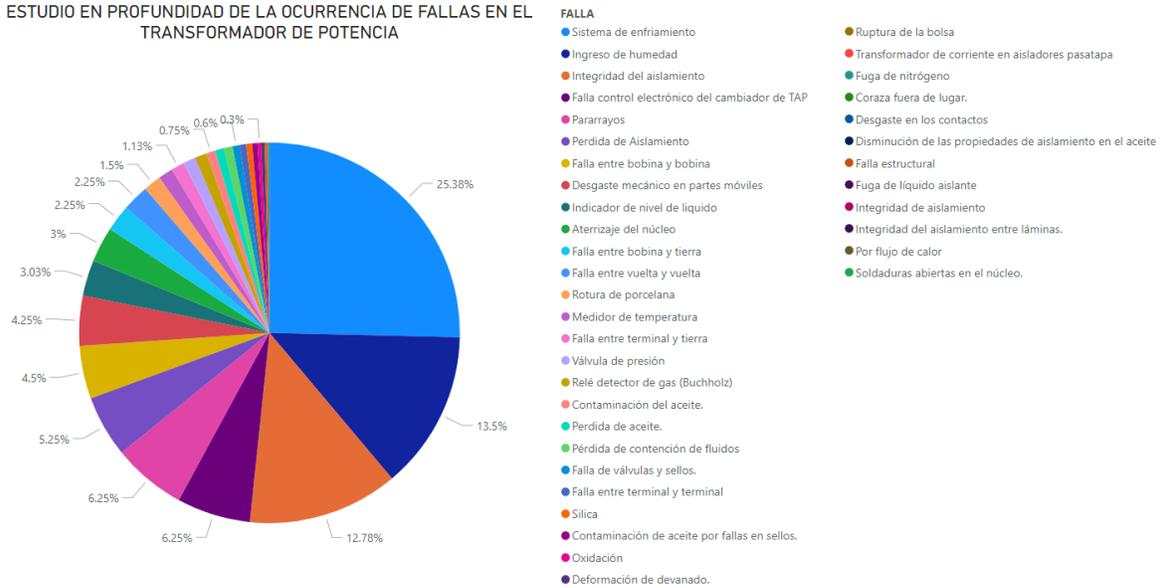
Tubería

0.2%

**Total general**

**100.0%**

ESTUDIO EN PROFUNDIDAD DE LA OCURRENCIA DE FALLAS EN EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA



Etiquetas de fila	%FREC_FALLA
<b>Aisladores Pasatapa</b>	<b>8.25%</b>
<b>Aislador pasatapa</b>	<b>8.25%</b>
Aislador pasatapa capacitivo	6.75%
Perdida de Aislamiento	5.25%
Rotura de porcelana	1.50%
Coraza externa (Tapa del aislador)	0.00%
Coraza fuera de lugar.	0.00%
Líquido Aislante	1.50%
Contaminación del aceite.	0.75%
Perdida de aceite.	0.75%
<b>Cambiador de Tap</b>	<b>4.25%</b>
<b>Cambiador de Tap</b>	<b>4.25%</b>
Cambiador de Tap	4.25%
Desgaste en los contactos	0.00%
Desgaste mecánico en partes móviles	4.25%
Disminución de las propiedades de aislamiento en el aceite	0.00%
Fuga de líquido aislante	0.00%
<b>Equipo Auxiliar (Sistema de refrigeración, Relé detector de gas, Relé de presión, Indicador de nivel de aceite, Medidor de temperatura, Transformador de corriente en aisladores, etc)</b>	<b>45.00%</b>
<b>Equipo Auxiliar (Sistema de refrigeración, Relé detector de gas, Relé de presión, Indicador de nivel de aceite, Medidor de temperatura, Transformador de corriente en aisladores, etc)</b>	<b>45.00%</b>

Equipo Auxiliar (Sistema de refrigeración, Relé detector de gas, Relé de presión, Indicador de nivel de aceite, Medidor de temperatura, Transformador de corriente en aisladores, etc)	32.50%
Fuga de nitrógeno	0.13%
Indicador de nivel de liquido	3.03%
Medidor de temperatura	1.25%
Relé detector de gas (Buchholz)	1.03%
Silica	0.50%
Sistema de enfriamiento	25.38%
Transformador de corriente en aisladores pasatapa	0.15%
Válvula de presión	1.05%
Otros	12.50%
Falla control electrónico del cambiador de TAP	6.25%
Pararrayos	6.25%
<b>Tanque principal (conservadores, núcleo, sistema de aislamiento, bobinados)</b>	<b>42.50%</b>
<b>Aceite y sistemas de preservación de líquido</b>	<b>15.00%</b>
Aceite	13.80%
Ingreso de humedad	13.50%
Oxidación	0.30%
Conservador	0.15%
Ruptura de la bolsa	0.15%
Tubería	1.05%
Contaminación de aceite por fallas en sellos.	0.45%
Falla de válvulas y sellos.	0.60%
<b>Devanados/ Conductores/ Sujeción de devanados</b>	<b>23.75%</b>
Aislamiento	12.78%
Integridad del aislamiento	12.78%
Devanados/ Conductores	10.69%
Falla entre bobina y bobina	4.50%
Falla entre bobina y tierra	2.25%
Falla entre terminal y terminal	0.56%
Falla entre terminal y tierra	1.13%
Falla entre vuelta y vuelta	2.25%
Sistema de sujeción de devanado	0.28%
Deformación de devanado.	0.28%
<b>Núcleo</b>	<b>3.00%</b>
Aislamiento	3.00%
Aterrizaje del núcleo	3.00%
Integridad de aislamiento	0.00%
Núcleo de acero	0.00%
Integridad del aislamiento entre láminas.	0.00%
Soldaduras abiertas en el núcleo.	0.00%
<b>Tanque (Cuba)</b>	<b>0.75%</b>
Acero estructural	0.00%
Falla estructural	0.00%

Por flujo de calor	0.00%
Empaques de la cuba.	0.53%
Pérdida de contención de fluidos	0.53%
Tubería	0.23%
Pérdida de contención de fluidos	0.23%

<b>Total general</b>	<b>100.00%</b>
----------------------	----------------

**Tabla 20: Comparación recopilación de datos de diferentes organismos que han realizado estudios de fallas en transformadores: CIGRE vs ISAGEN vs EIE UES.**

Etiquetas de fila	CIGRE	ISAGEN	EIE UES
Bushings (Aisladores pasatapa)	12.30%	17.00%	8.25%
Cambiador de Tap	41.40%	26.00%	4.25%
Devanados	19.20%	45.00%	23.75%
Núcleo	2.60%	3.00%	3.0%
Otros (Accesorios, equipo auxiliar)	11.60%	8.00%	45%
Tanque y aceite	12.90%	1.00%	15.75%
<b>Total general</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>

**Tabla 21: Comparación recopilación de datos: México, Argentina, Cuba, EIE UES (El Salvador).**

Etiquetas de fila	México	Argentina	Cuba	EIE UES
Aislamiento Devanado	49.00%	24.39%	30.00%	42.50%
Bushings (Aislador pasatapa)	26.00%	46.34%	28.00%	8.25%
Cambiador de tap	10.00%	7.32%	32.00%	4.25%
Otras Causas	15.00%	21.95%	10.00%	45.00%
<b>Total general</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>

Como síntesis de lo anterior se puede observar que las fallas más frecuentes en transformadores de potencia se deben a problemas en devanados y bushings, aunque en Cuba el mayor porcentaje se atribuye al CBC. De la Tabla 16. Resumen de causas de falla de los transformadores de potencia en México, Argentina y Cuba. se puede inferir que para los tres países analizados la desviación estándar de fallas por partes componentes, así como su dispersión es elevada, lo cual arrojaría un resultado poco confiable si se toma el valor promedio para la realización del posterior Análisis de Criticidad (AC).

A partir de los datos obtenidos del estudio estadístico de fallas en transformadores de potencia en diferentes empresas distribuidoras, se observa que el mayor punto de falla está en el equipo auxiliar, ya sea enfriadores artificiales, medidores, relés, etc. Aquellos elementos que no son esenciales pero que son complementarias para lograr un mayor grado de eficiencia dentro de un transformador.

Del estudio se tienen como posibles razones por las cuales el conjunto de equipos auxiliares provee la mayor cantidad de fallas:

- La norma IEEE 57 152 brinda pruebas de mantenimiento preventivo a estos equipos, de las cuales, ninguna es considerada como obligatoria para el programa de mantenimiento.
- Las empresas distribuidoras en el país realizan la mayoría de las pruebas de diagnóstico en aquellos elementos del transformador que presentan una mayor inversión económica, si estos llegan a fallar, como lo son los sistemas de aislamiento, el mecanismo de cambiador de Tap, y el núcleo. Por esta razón, las fallas en el cambiador de tap y en los aisladores pasatapa son bastante bajas a comparación de otros países, como se puede observar en la comparación que se hace anteriormente.

Los sistemas de aislamiento son los más delicados, a pesar de las pruebas de mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo que se realizan, tienden a fallar la mayoría de las veces por problemas de temperatura. Es por eso que un estudio de modelado termodinámico en la cuba es tan esencial para entender el comportamiento interno y encontrar el punto caliente del núcleo. Dicho estudio no está al alcance de los objetivos de este trabajo de graduación.

## CONCLUSIONES

- Con este trabajo de graduación se ha logrado con el objetivo de realizar una tabla resumen de la naturaleza de fallas más frecuentes en transformadores de potencia, abarcando desde lo más general como lo son fallas en el tanque, aisladores, cambiadores de tap y equipo auxiliar; hasta analizando lo más específico, tomando de guía el estándar IEEE 57 140, donde se mencionan todas las posibles causas de falla en un transformador.
- Los estudios internacionales que se realizaron previos a este trabajo de grado pueden ser útiles para conocer una tendencia, sin embargo de las comparaciones realizadas se observa que las desviaciones estándar varían demasiado por lo cual, el estudio realizado adquiere un grado de mayor importancia al poder mostrar la realidad nacional, permite conocer de manera general, aquellos elementos a los cuales se les debe prestar mayor atención al momento de efectuar un mantenimiento integral, identificando puntos de mejora, y permite dar crédito a las empresas distribuidoras, por el buen trabajo que se realiza al dar mantenimiento a aquellos elementos que presentan pocas o nulas fallas.
- Uno de los parámetros de medición dentro de un transformador es la temperatura, si dicho parámetro no está controlado, las fallas pueden presentarse con mayor frecuencia, sobre todo en los elementos que sirven de aislamiento y que están dentro del tanque, por lo que se propone un estudio riguroso que de atención a ello.
- De los resultados obtenidos, se observa que los equipos auxiliares y accesorios presentan la mayor cantidad de fallas a nivel nacional y esto puede deberse a que las empresas distribuidoras tienden a invertir en la prevención de fallas de elementos con un mayor costo como lo son Tanque, cambiador de tap, devanados, etc. Ya que una falla en estos significa sacar de funcionamiento el transformador, y para los equipos auxiliares y accesorios un elemento en falla no siempre significa sacar de funcionamiento un transformador.
- Haciendo uso del STD IEEE 57-152 se estableció una guía de evaluación para el diagnóstico de fallas de los principales elementos que conforman el transformador de potencia, así como una lista de inspección general cuando el transformador se encuentra des-energizado, sin dejar atrás la inspección visual, para detectar indicios de fallas.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Normas técnicas de diseño, seguridad y operación de las instalaciones de distribución eléctrica. SIGET. Nueva San Salvador, junio 2000.
- [2] Cruz, E. M. (2017). Sistema de Monitoreo Integral Para Transformadores. Eduardo Cajamarca, X. S. (2010). CARGABILIDAD EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA, INCIDENCIA EN LA VIDA ÚTIL, PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y CONDICIONES OPERATIVAS. ECUADOR .
- [3] Forestieri, J. N. (2004). GUIA PARA EL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA. Guayaquil - Ecuador.
- [4] Guru, B. S., & Huseyin R. Hiziroglu. (2013). MAQUINAS ELECTRICAS Y TRANSFORMADORES . Mexico D. F.: Alfaomega Grupo Editor S.A de C.V.
- [5] Pozuela, M. Á. (2015). MAQUINAS ELECTRICAS I - G862 (Vol. I). España. Reclamation, U. D.
- [6] The Institute of Electrical and Electronics Engineers, I. (21 de diciembre 2015). IEEE Guide for Failure Investigation, Documentation, Analysis, and Reporting for Power Transformers and Shunt Reactors. Inc. 3 Park Avenue, New York, NY 10016-5997, USA: Printed in the United States of America.
- [7] Stf IEEE 57-152 \_ 2013. IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors. IEEE 3 Park Avenue. New York, NY 10016-5997 USA
- [8] Zhou, D., Zhongdong Wang, & Jarman, P. (2014). Data Requisites for Transformes Statiltical Lifetime Modelling- Part II: Combination of Random and Aging-Related Failures. IEEE

## ANEXOS

ANEXO A: Encuesta presentada a diferentes distribuidoras para recopilación de datos.

### PRUEBAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

#### Objetivo de la encuesta

Evaluar estadísticamente la naturaleza de fallas más frecuentes y estudiar las diferentes pruebas para identificar o prevenir dichas fallas en los transformadores de potencia utilizados en sistemas de distribución.

**Nombre de la empresa de distribución eléctrica:**

---

---

### INFORMACIÓN GENERAL DE TRANSFORMADORES

**Indicaciones:** Responder las siguientes preguntas de manera adecuada.

1. ¿Cuáles son los rangos de potencia de los transformadores instalados en las subestaciones de potencia de su empresa?

<b>Rangos de potencia (MVA)</b>
• Ej.: 1-5 MVA, 5-10MVA
•
•
•
•

**Tabla 22. Rangos de potencia de transformadores en la empresa.**

2. Según los rangos de potencia que se especificaron anteriormente ¿Cuántos transformadores en servicio se contabilizan en su empresa?

<b>Rangos de potencia (MVA)</b>	<b>Cantidad de elementos</b>
• Ej.: 5-10MVA	• Ej.: 20 unidades
•	•
•	•
•	•
•	•

**Tabla 23. Cantidad de unidades por rango de potencia.**

3. Según los rangos de potencia, ¿Cuál es la edad promedio de los transformadores de potencia que están en servicio?

Rango de potencia (MVA)	Edad promedio de transformadores (años)
• Ej.: 5-10MVA	• Ej.: 10 años
•	•
•	•
•	•
•	•

**Tabla 24. Edad promedio de población de transformadores por rangos de potencia.**

## INSPECCIONES DE RUTINA

1. En una inspección de rutina se debe revisar y registrar en una bitácora los ítems que se presentan a continuación, **marque con una X**, aquellos que se realizan en la inspección de la empresa.

Ítem	Descripción	Se Registra	Nota
1	Tensiones de línea, corriente de carga, potencia, contenido armónico, etc.		
2	Temperatura del líquido aislante, temperatura del embobinado y temperatura ambiente (si es aplicable).		
4	Niveles de líquidos aislante en tanque principal y en compartimientos llenos de líquido.		
5	Presión de Nitrógeno gaseoso en los transformadores.		
6	Revisión de posibles filtraciones en el transformador.		
7	Limpieza de obstrucciones de los radiadores.		
8	Conexiones del radiador, uniones de tuberías atornilladas y signos de filtraciones de líquido aislante en válvulas.		
9	Barras de bus de cobre y barras de tierra instaladas y no han sido robadas.		
10	Condición de controles, relés, y cableado.		
11	Condición de la Silica.		
12	Lecturas de operaciones del contador del cambiador de tomas bajo carga (LTC), circuit breakers, recierres automáticos y desconexiones.		

13	Verificación de la operación de los ventiladores de enfriamiento y bombas de circulación de líquido aislante, si existen, en configuración automática.		
14	Evidencia de actividad animal.		
15	Toma de muestra de aceite para análisis de gases disueltos o para otro tipo de pruebas.		
16	Evaluación de temperatura infrarroja en: tanque, bushings, LTC, y gabinete de control.		

**Tabla 25. Inspección de rutina.**

2. ¿Con qué frecuencia se realizan las inspecciones de rutina para cada transformador?
- Una vez al año
  - 2 veces al año
  - 3 veces al año
  - 4 veces al año
  - Otro (Especifique): \_\_\_\_\_

### **INSPECCIONES PROGRAMADAS DES-ENERGIZADAS.**

1. Al igual que las inspecciones de rutina, las inspecciones programadas sin energía son importante, a continuación, **marque con una X**, aquellos ítems que se realizan en la inspección.

Ítem	Descripción	Se realiza	Nota
1	<b>Examen visual:</b> bushings, aisladores, y hardware interconectado.		
2	<b>Revisar:</b> las conexiones de radiadores, uniones de tubería atornilladas, puertos de acceso atornillados, y signos de filtraciones de líquido aislante.		
3	<b>Examinar:</b> el acabado de pintura en el tanque principal y en accesorios tales como radiadores, enfriadores, y tuberías asociadas.		

**Tabla 26. Inspecciones programadas des-energizadas.**

2. ¿Con qué frecuencia se realizan las inspecciones des-energizadas para cada transformador?
- Una vez al año
  - 2 veces al año
  - 3 veces al año
  - 4 veces al año
  - Otro (Especifique): \_\_\_\_\_

## ANÁLISIS DE FALLAS.

1. De todas las fallas registradas para los transformadores de potencia en funcionamiento, especificar un porcentaje aproximado de ocurrencia de falla que se presentan en las grandes áreas de un transformador. **Se presenta una tabla de ejemplo de cómo rellenar tablas de fallas.**

Componente/ Sistema	Porcentaje de ocurrencia de falla en componentes respecto al total de fallas en el transformador	Comentarios
Componente 1.	20%	
Componente 2.	30%	
Componente 3.	0%	No se ha presentado falla en este componente.
Componente 4.	50%	
<b>Total de fallas en transformador de potencia</b>	<b>100 %</b>	

**Tabla 27. Ejemplo de tabla de ocurrencia de fallas en componentes de un transformador de potencia.**

Componente/ Sistema	Porcentaje de ocurrencia de falla en componentes respecto al total de fallas en el transformador	Comentarios
<b>Tanque principal</b> (conservadores, núcleo, sistema de aislamiento, bobinados)		
<b>Cambiador de Tap</b>		
<b>Equipo Auxiliar</b> (Sistema de refrigeración, Relé detector de gas, Relé de presión, Indicador de nivel de aceite, Medidor de temperatura, Transformador de corriente en aisladores, etc)		
<b>Aisladores Pasatapa</b>		
<b>Total de fallas en transformador de potencia</b>	<b>100 %</b>	

**Tabla 28. Fallas en componentes principales en los transformadores de potencia.**

## TANQUE PRINCIPAL

1. Sí, se han experimentado fallas en el tanque del transformador de potencia, específicamente en los siguientes elementos: conservadores, núcleo, materiales aislantes líquido y papel, resistencia de bobinados. Especificar un porcentaje aproximado de ocurrencia de fallas. **Si una falla no se ha presentado, poner 0%.**

Componente/ Sistema	Porcentaje de ocurrencia de falla en componentes respecto al total de fallas en el transformador	Comentarios
1. Devanados, Conductores y Sujeción de devanados		
2. Núcleo		
3. Aceite y Sistemas de preservación del líquido (conservador, tubería)		
4. Tanque (Cuba)		
<b>Total de fallas en el tanque principal</b>	<b>100%</b>	

**Tabla 29. Fallas en componentes principales del tanque principal.**

\*Si uno de los componentes no presenta falla, obviar tabla correspondiente a las fallas de dicho componente. **Ejemplo:** No se han presentado fallas en el **Núcleo**, **Tabla 8.2** deberá obviarse.

2. Del 100% de fallas que pueden ocurrir en cada uno de los siguientes **componentes**, especifique un porcentaje aproximado de ocurrencia de las fallas siguientes. **Si una falla no se ha presentado, poner 0%.**

Componente/ Sistema	Subcomponente	Falla	Porcentaje de ocurrencia de falla respecto al total del componente	Comentario
Devanados/ Conductores/ Sujeción de devanados	Devanados/ Conductores	Falla entre vuelta y vuelta		
		Falla entre bobina y bobina		
		Falla entre bobina y tierra		
		Falla entre terminal y terminal		

		Falla entre terminal y tierra		
	Sistema de sujeción de devanado	Deformación de devanado.		
	Aislamiento	Integridad del aislamiento		
<b>Total, de fallas en el componente</b>			<b>100%</b>	

**Tabla 30. Principales fallas en devanados, conductores y sujeción de devanados.**

<b>Componente/Sistema</b>	<b>Subcomponente</b>	<b>Falla</b>	<b>Porcentaje de ocurrencia de falla respecto al total del componente</b>	<b>Comentario</b>
Núcleo	Núcleo de acero	Integridad del aislamiento entre láminas.		
		Soldaduras abiertas en el núcleo.		
	Aislamiento	Integridad de aislamiento		
		Aterrizaje del núcleo		
<b>Total, de fallas en el componente</b>			<b>100%</b>	

**Tabla 31. Principales fallas en el núcleo.**

<b>Componente/Sistema</b>	<b>Subcomponente</b>	<b>Falla</b>	<b>Porcentaje de ocurrencia de falla respecto al total del componente</b>	<b>Comentario</b>
Aceite y sistemas de preservación de líquido	Aceite	Ingreso de humedad		
		Oxidación		
	Conservador	Ruptura de la bolsa		
	Tubería	Falla de válvulas y sellos.		
Contaminación de aceite por fallas en sellos.				
<b>Total, de fallas en el componente</b>			<b>100%</b>	

**Tabla 32. Principales fallas en Aceite y sistemas de preservación de líquido.**

Componente/ Sistema	Subcomponente	Falla	Porcentaje de ocurrencia de falla respecto al total del componente	Comentario
Tanque (Cuba)	Empaques de la cuba.	Pérdida de contención de fluidos		
	Tubería	Pérdida de contención de fluidos		
	Acero estructural	Falla estructural		
		Por flujo de calor		
<b>Total, de fallas en el componente</b>			<b>100%</b>	

**Tabla 33. Principales fallas en el Tanque (Cuba).**

3. ¿Qué tipo de pruebas se realizan para identificar posibles causas de fallas para los distintos elementos? **(En caso de no realizarse, dejar en blanco el espacio correspondiente)** ¿Con qué frecuencia se realizan dichas pruebas?

Descripción de prueba	Frecuencia (Mensual, Trimestral, etc.)
<b>Líquido aislante</b>	
▪ Número de neutralización	
▪ Inspección visual y color	
▪ Tensión de ruptura dieléctrica	
▪ Gases disueltos	
▪ Tensión interfacial	
▪ Conteo de partículas	
▪ Factor de disipación o factor de pérdida	
▪ Contenido de bifenilos policlorados	
▪ Formación de lodo	
▪ Agua (Humedad)	
• Contenido de agua	
<b>Núcleo</b>	
• Resistencia de aislamiento del núcleo y pruebas de fuga de tierra involuntarias	
• Verificación de puntos donde ocurren fugas a tierras involuntarias	

<b>Bobinado</b>	
• Prueba de resistencia ohmica de bobinados:	
• Pruebas de: relación de tensiones, verificación de polaridad, ángulo de fase, prueba de corrientes.	
• Prueba de corriente de excitación	
• Pruebas de Reactancia de dispersión/impedancia de corto circuito	
• Pruebas de resistencia de aislamiento entre bobinados, bobina a tierra o entre bobina y bobina.	
• Se realiza la prueba de índice de polarización // Relación de absorción dieléctrica (DAR).	
<b>General en transformador.</b>	
• Prueba de punto de rocío	
• Factor de disipación, factor de pérdida o tan-delta, realizado en cualquier sistema de aislamiento (líquido, papel, aislamiento de bobinas, etc.)	
• Prueba de tensión inducida	
• Descarga parcial	
• Respuesta en frecuencia	
• Respuesta en frecuencia de los dieléctricos	
• Mediciones de temperatura infrarroja	
• Prueba de Furanos	

**Tabla 34. Frecuencia de pruebas en el tanque principal.**

#### **CAMBIADOR DE TAP.**

1. Especifique la cantidad de transformadores de potencia en servicio según el tipo de cambiador de tap descritos en la siguiente tabla.

<b>Tipo de tap</b>	<b>Cantidad de transformadores según tipo de tap</b>
• Tap de operación bajo carga	
• Tap de operación sin carga	

**Tabla 35. Unidades por tipo de tap.**

2. ¿Se han registrado fallas en los cambiadores de tap de los transformadores de potencia en operación?
  - Si
  - No

\*Si no se han presentado fallas en los cambiadores de tap, obviar **Tabla 11. Principales fallas en el cambiador de Tap.**

3. En caso de identificar desperfectos en cambiadores de tap de los transformadores. Especificar el porcentaje de ocurrencia de las siguientes fallas en el componente:

Componente/ Sistema	Falla	Porcentaje de ocurrencia de falla respecto al total del componente	Comentario
Cambiador de Tap	Disminución de las propiedades de aislamiento en el aceite		
	Desgaste en los contactos		
	Desgaste mecánico en partes móviles		
	Fuga de líquido aislante		
<b>Total de fallas en el componente</b>		<b>100%</b>	

**Tabla 36. Principales fallas en el Cambiador de Tap.**

4. ¿Qué tipo de pruebas se realizan para identificar posibles causas de fallas para el cambiador de tap? (**En caso de no realizarse, dejar en blanco el espacio correspondiente**) ¿Con qué frecuencia se realizan dichas pruebas?

Descripción de prueba	Frecuencia (Mensual, Trimestral, etc.)
• Inspecciones termografías	
• Prueba de aceite (impurezas)	
• Temperatura del líquido aislante	
• Análisis de gases disueltos DGA	
• Inspección visual	
Otros	
•	
•	
•	
•	

**Tabla 37. Frecuencia de pruebas en el Cambiador de Tap.**

## EQUIPO AUXILIAR

1. Del 100% de fallas que pueden ocurrir en el **equipo auxiliar**, especifique un porcentaje aproximado de ocurrencia de fallas en los siguientes componentes. **Si un componente no presenta fallas, poner 0%.**

Falla en componente	Porcentaje de ocurrencia de falla del componente respecto al total del equipo auxiliar	Comentario
Sistema de enfriamiento		
Relé detector de gas (Buchholz)		
Válvula de presión		
Indicador de nivel de líquido		
Medidor de temperatura		
Transformador de corriente en aisladores pasatapa		
Silica		
Otros		
•		
•		
•		
<b>Total de fallas en el componente</b>	<b>100%</b>	

**Tabla 38. Principales fallas en el equipo auxiliar.**

### **AISLADORES PASATAPA.**

1. ¿Se han detectado fallas en los aisladores pasatapa de los transformadores de potencia?
- Si \_\_\_\_\_
  - No \_\_\_\_\_

\*Si no se han presentado fallas en los aisladores pasatapa, obviar **Tabla 14. Principales fallas en el**

2. ¿Cuál fue el tipo de falla que se encontró en los aisladores luego de la realización de inspección y pruebas?

Componente/ Sistema	Subcomponente	Falla	Porcentaje de ocurrencia de falla	Comentario

			respecto al total del componente	
Aislador pasatapa	Aislador pasatapa capacitivo	Perdida de Aislamiento		
		Rotura de porcelana		
	Líquido Aislante	Perdida de aceite.		
		Contaminación del aceite.		
	Coraza externa (Tapa del aislador)	Coraza fuera de lugar.		
<b>Total de fallas en el componente</b>			<b>100%</b>	

**Tabla 39. Principales fallas en Aisladores pasatapa.**

3. ¿Qué tipo de pruebas se realizan para identificar posibles causas de fallas para el aislador pasatapa? **(En caso de no realizarse, dejar en blanco el espacio correspondiente)** ¿Con qué frecuencia se realizan dichas pruebas?

Descripción de prueba	Frecuencia (Mensual, Trimestral, etc.)
• Capacitancia.	
• Pérdidas dieléctricas.	
• Resistencia de contacto.	
• Factor de disipación.	
• Descargas Parciales.	
• Temperatura (Infrarrojo).	
• Nivel de líquido aislante.	
Otros	
•	
•	
•	

**Tabla 40. Frecuencia de pruebas en Aisladores pasatapa.**