

# **INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ**

## **INGENIERÍA ELÉCTRICA**

### **REPORTE DE RESIDENCIA/TESIS**

#### **REVISIÓN, DICTAMINACIÓN Y CAUSAS POR DAÑOS EN TRANSFORMADORES, ACOMETIDAS AÉREAS Y SUBTERRÁNEAS.**

DESARROLLADO POR

**ESPINOSA ZEPEDA ALEJANDRO.**

**10270568**

ASESORES:

**ING. LUIS ALBERTO PÉREZ LOZANO.**

**ING. JOSÉ SIXTO BAUTISTA LÓPEZ.**



**AGOSTO-DICIEMBRE 2014**

## ÍNDICE

1. Introducción.....	3
1.1 Antecedentes. ....	3
1.2 Estado del Arte.....	3
1.3 Justificación.....	4
1.4 Objetivo. ....	5
1.5 Metodología. ....	5
2. Fundamento Teórico .....	6
2.1 Inducción Electromagnética. ....	6
2.2 Generalidades.....	8
2.3 Principio Del Funcionamiento Y Constitución De Un Transformador. ....	8
2.4. Relación De Transformación.....	9
2.5 Partes Principales De Un Transformador.....	12
2.6. Tipos De Transformadores De Distribución. ....	15
2.7. Conexiones Típicas De Transformadores. ....	18
2.8. Protecciones Eléctricas Del Transformador De Distribución.....	23
3. Desarrollo. ....	28
3.1. Normas Aplicables. ....	29
3.2. Análisis De Carga. ....	29
3.3. Pruebas De Fábrica. ....	31
3.4. Pruebas De Campo.....	31
3.5. Diagnóstico De Fallas A Transformadores De Distribución. ....	32
3.6. Análisis De Datos De Campo.....	43
3.7. Localización De Transformadores Dañados. ....	44
3.8. Supervisión Y Recepción De Transformadores. ....	47
3.9. Análisis De Transformadores En El Patio De Distribución. ....	50
3.10. Pruebas Eléctricas. ....	51
3.11. Puesta En Servicio De Los Transformadores. ....	64
4. Resultados y Conclusiones.....	65
5. Referencias .....	66
ANEXO 1 .....	67

## **1. Introducción**

### **1.1 Antecedentes.**

La energía eléctrica en todo el mundo es fundamental para la humanidad, debido a que todos dependemos de esta. Es un privilegio gozar de ella ya que nos ofrece los mejores beneficios a cada momento, una parte fundamental en los equipos eléctricos son los transformadores que como bien sabemos, esta máquina es la que se encarga de suministrar energía eléctrica utilizable a los usuarios.

Un problema demasiado serio que se ha ocasionado en los últimos años respecto a los transformadores es el tiempo de vida útil, y es que hay ocasiones donde el tiempo de vida establecido por los fabricantes no se cumple debido a que existen diversos factores que hacen menor el tiempo de utilidad de esta máquina.

Generalmente esto es un serio problema debido a que no podemos aprovechar al máximo el potencial eléctrico del transformador durante el tiempo establecido, recalcando que el enfoque de este trabajo consiste en realizar el análisis correspondiente para determinar cuáles son las causas más comunes que causan daños a estas máquinas.

Es de importancia recalcar que un factor que determina el tiempo de vida útil de los transformadores es la carga por motivo que existen algunas ocasiones donde el aumento de carga para el transformador aumenta de forma excesiva ocasionando una sobrecarga al transformador. Este análisis está enfocado para la zona de San Cristóbal de las Casas en el estado de Chiapas y todos los datos son relacionados en cuanto a esta zona.

### **1.2 Estado del Arte.**

El comité de distribución Sur-Sureste, en el año de 1981 formuló el "Procedimiento de Pruebas de campo para Mantenimiento Eléctrico en Subestaciones de "Distribución", con la finalidad de que el personal de campo, encargado del mantenimiento de subestaciones, contara con un manual apropiado para ello.

En el año de 1985 se revisó el procedimiento, agregándole más temas al capítulo de transformadores de potencia y se corrigieron algunas figuras para realizar las pruebas.

Durante 1991 se modificó la estructura del procedimiento, organizándolo con base a cada uno de los equipos primarios en lugar del anterior agrupamiento que consideraba el tipo de prueba. Al mismo tiempo se complementó y se le efectuaron diversas correcciones, limitándose además su contenido a únicamente los equipos primarios, debido a que dispositivos tales como tableros, protecciones, etc., se trataban en la anterior edición, solo de manera superficial; debiendo ser

materia de otra especialidad, no obstante representar una de las partes fundamentales de una subestación eléctrica.

La revisión de 1993 se vio enriquecida con las aportaciones del comité de Distribución Centro-Occidental, principalmente en aspectos teóricos y de análisis. Por otra parte se le dio una nueva conformación en base a capítulos independientes según la estructura dada en la revisión de 1991, mediante un sistema de hojas sustituibles que le dio un mayor dinamismo en los aspectos de aplicación, revisión y actualización.

Durante esa revisión, el documento fue boletinado con dicha estructura, a todas las Divisiones para comentarios finales, habiéndose recibido observaciones sobre ligeras correcciones al texto y algunas de las figuras; además de manera importante los capítulos relacionados con puntos calientes y reguladores se vieron complementados con las propuestas de las Divisiones Norte y Golfo Norte respectivamente.

En la revisión 2004 se toman en cuenta las facilidades que brindan las diversas herramientas informáticas disponibles, por lo que, su presentación final está en base a archivos de un procesador de texto, los cuales son considerados como “archivos maestros”, quedando a cargo de la Coordinación de Distribución para su resguardo y control.

Por motivo de que los transformadores son parte esencial para el suministro de la energía eléctrica se propone que en el presente proyecto se lleve a práctica la determinación del nivel de vida que puede alcanzar un transformador en sus distintas condiciones operativas, así mismo tener un conocimiento amplio de los factores causantes de las fallas en tan importantes unidades y llevar a cabo el uso de normas aplicables al momento de realizar las pruebas necesarias.

### **1.3 Justificación.**

Los transformadores son equipos de gran importancia en el sistema eléctrico, pues de ello depende que exista un suministro adecuado de energía eléctrica para el usuario. Actualmente sabemos y estamos conscientes que el nivel de la población en el país ha aumentado de forma increíble, es por eso que la demanda de la energía eléctrica también se ha elevado proporcionalmente.

Analizando lo sucedido es parte fundamental la función que presentan los transformadores y debido a ello es adecuado prolongar el nivel de vida de estos y asimismo darle sus respectivos mantenimientos, realizando las pruebas eléctricas necesarias, para que de esta forma podamos maximizar su potencial.

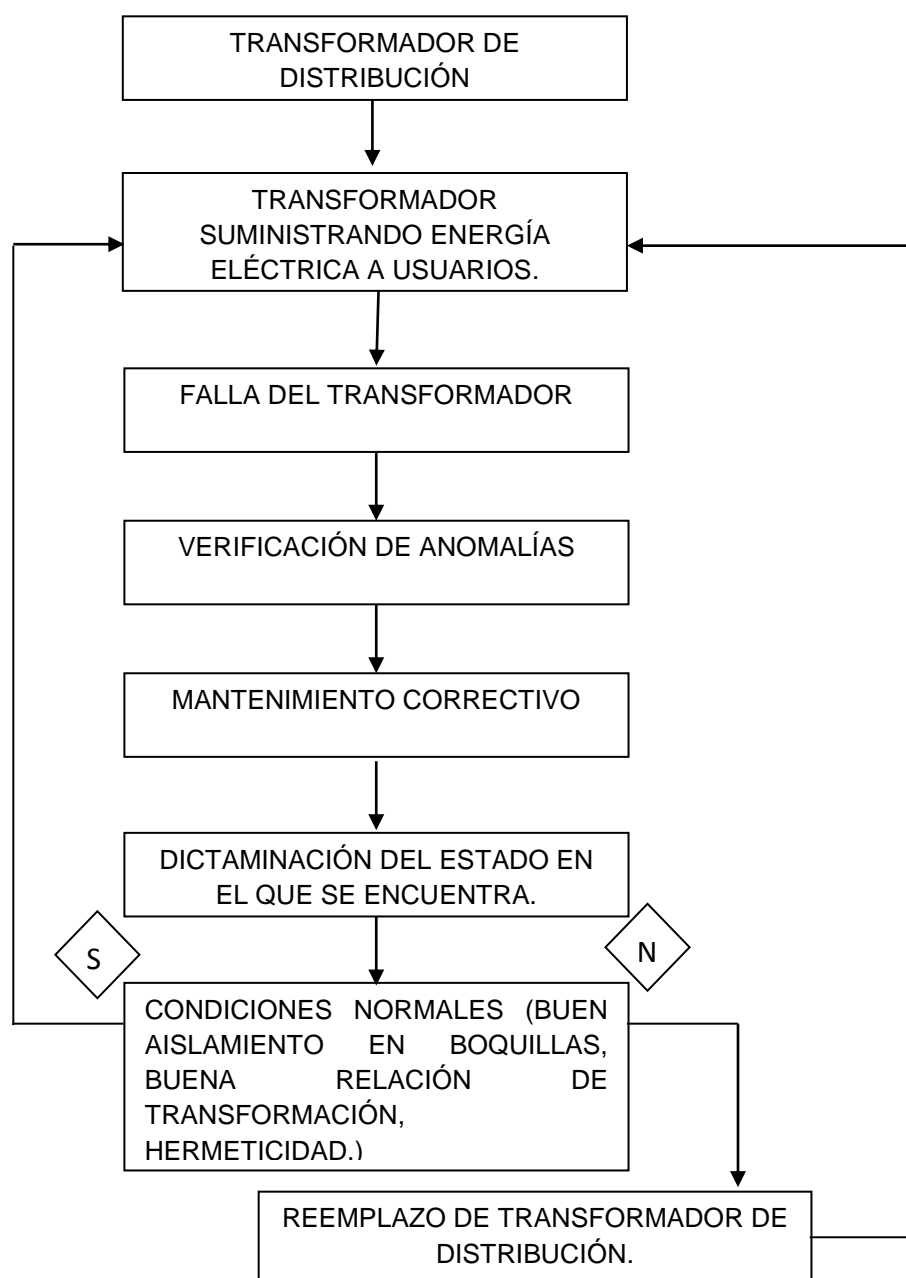
La importancia que tiene mi proyecto y el beneficio que este brinda, es que mediante un análisis a los distintos transformadores se pueda determinar su nivel de vida, y mediante el mantenimiento que se les dé respectivamente realizar los tipos de pruebas correspondientes para llegar a la conclusión que consiste en saber la mayor ocasión de falla en los transformadores, y que es, lo que minimiza su potencial.

Del mismo modo realizar una dictaminación del nivel de vida aun después de que estos ya sean reparados. Por otra parte realizar un manual de los distintos tipos de pruebas existentes para que los trabajadores de comisión federal de electricidad puedan realizarlos de manera sencilla y estos no tengan la necesidad de tener una amplia capacitación. Con esto se podrá reducir el tiempo al momento de realizar las pruebas correspondientes.

#### 1.4 Objetivo.

Realizar los estudios y pruebas necesarias para dictaminar las causas por las que se generan los daños en transformadores con acometidas aéreas y subterráneas.

#### 1.5 Metodología.



## 2. Fundamento Teórico

### 2.1 Inducción Electromagnética.

Debido a la importancia que tienen los dispositivos electromagnéticos como es el caso del transformador, es indispensable conocer como da inicio el principio de la inducción electromagnética, todo con la finalidad de conocer las aportaciones que se llevaron a cabo hasta la actualidad.

La investigación de los fenómenos eléctricos da inicio a partir del siglo XVIII, donde se dieron grandes descubrimientos y al mismo tiempo aplicaciones tecnológicas que hicieron posible la generación de energía eléctrica a partir de la transformación en otro tipo de energía. Estas fuentes de energía se localizaban generalmente en zonas distantes a los centros de consumo, por lo que en un principio la energía eléctrica se distribuía en corriente directa.

El fenómeno de inducción electromagnética en el que se basa el funcionamiento del transformador fue descubierto por Michael Faraday en 1831, se basa fundamentalmente en que cualquier variación de flujo magnético que atraviesa un circuito cerrado genera una corriente inducida, y en que la corriente inducida sólo permanece mientras se produce el cambio de flujo magnético.

La primera "bobina de inducción" fue inventada por el sacerdote Nicholas Joseph Callan en la Universidad de Maynooth en Irlanda en 1836. Callan fue uno de los primeros investigadores en darse cuenta de que cuantas más espiras hay en el secundario, en relación con el bobinado primario, más grande es el aumento de la tensión eléctrica.

En el año de 1878 cuando el científico ruso P.N Yablochkov inventó el primer transformador, cuyo principio de funcionamiento se remonta al año de 1831, en el que Michael Faraday descubre las leyes electromagnéticas que rigen los principios de operación de esta máquina eléctrica.

El primer sistema de distribución de potencia que se usó en Estados Unidos fue uno de corriente directa de 120 Kw inventado por Thomas Alba Edison para suministrar potencia a las bombillas incandescentes, la primera central de potencia Edison entró en operación en la ciudad de Nueva York en septiembre de 1882. Por desgracia, este sistema de potencia generaba y transmitía potencia a tan bajos voltajes que se requerían corrientes muy altas para suministrar cantidades significativas de potencia.

Estas corrientes altas ocasionaban enormes caídas de voltaje y pérdidas de potencia en las líneas de transmisión y restringían mucho el área de servicio de las centrales de generación. En la década de 1880 las centrales generadoras se localizaban a muy pocas calles entre sí para evitar estos problemas. El hecho de no poder transmitir potencias a sitios lejanos con los sistemas de potencia de c.d.

de bajo voltaje, significo que las estaciones generadoras fueran de poca capacidad y relativamente ineficiente.

A finales del siglo XIX, Tesla logra construir el motor de inducción de corriente alterna y trabaja en los laboratorios de Westinghouse, donde concibe el sistema polifásico para trasladar electricidad a largas distancias. Alguno de los trabajos de tesla involucra un sistema de transmisión de electricidad inalámbrico usando una red eléctrica resonante lo que en aquel tiempo se conocía como “corriente alterna de alta frecuencia”

Solo se necesitaba un conductor para alimentar un sistema eléctrico, sin necesidad de otro metal ni un conductor de tierra. Un transformador de alta frecuencia, de núcleo de aire, fuertemente acoplado, cuya salida alimenta una bobina resonante, algunas veces llamado “bobina extra” o secundaria superior.

Sistemas modernos de tres bobinas generalmente colocan la secundaria superior a cierta distancia del transformador, o lo hacen de un diámetro considerablemente menor, no se busca acoplamiento magnético con la secundaria superior, porque cada secundaria está diseñada específicamente para su papel.

Las bobinas de Tesla conseguían una gran ganancia en tensión acoplando dos circuitos resonantes, usando transformadores con núcleo de aire a diferencia de los transformadores convencionales, cuya ganancia está limitada a la razón entre los números de vueltas en los arrollamientos, la ganancia de una bobina Tesla es proporcional a la raíz cuadrada de la razón de las inductancias secundaria y primaria.

A partir de esta fecha, las diferentes generaciones de transformadores han experimentado una serie de cambios entre las que se puede citar las siguientes:

- 1878 transformador tipo seco con circuito magnético abierto.
- 1885 transformador tipo seco con núcleo cerrado, construido con conductores aislados.
- 1891 transformador sumergido en líquido aislante para tensiones de 30Kv
- 1893 se consigue transmitir energía electromagnética sin cables, con el radio transmisor.
- 1896 se construyó la primera central hidroeléctrica en la ciudad Búfalo, gracias a los desarrollos de tesla, la c.a. sustituyo a la c.d.

## **2.2 Generalidades**

### **Definiciones**

#### **2.2.1. Transformador.**

Un transformador es una maquina eléctrica estática, es un dispositivo electromagnético (eléctrico y magnético) que permite aumentar o disminuir el voltaje y la intensidad de una corriente alterna de manera que su producto permanezca constante (ya que la potencia que se entrega a la entrada de un transformador tiene que ser igual a la que se obtiene a la salida).

#### **2.2.2. Transformador De Distribución.**

Es aquel transformador que tiene una capacidad nominal desde 5 hasta 500 kVA y una tensión eléctrica nominal de hasta 34 500 V en el lado primario y hasta 15 000 V nominales en el lado secundario.

#### **2.2.3. Fuerza Electromotriz.**

Se denomina fuerza electromotriz (FEM) a la energía proveniente de cualquier fuente, medio o dispositivo que suministre corriente eléctrica. Para ello se necesita la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos o polos (uno negativo y el otro positivo) de dicha fuente, que sea capaz de bombear o impulsar las cargas eléctricas a través de un circuito cerrado.

### **2.3 Principio Del Funcionamiento Y Constitución De Un Transformador.**

Los transformadores son dispositivos basados en el fenómeno de la inducción electromagnética y están constituidos, en su forma más simple, por dos bobinas devanadas sobre un núcleo cerrado de hierro. Este conjunto de vueltas se denominan: Bobina primaria o "primario" a aquella que recibe el voltaje de entrada y Bobina secundaria o Secundario" a aquella que entrega el voltaje transformado.

#### **2.3.1. Inducción Electromagnética.**

La inducción magnética es el proceso mediante el cual campos magnéticos generan campos eléctricos. Al generarse un campo eléctrico en un material conductor, los portadores de carga se verán sometidos a una fuerza y se inducirá una corriente eléctrica en el conductor.

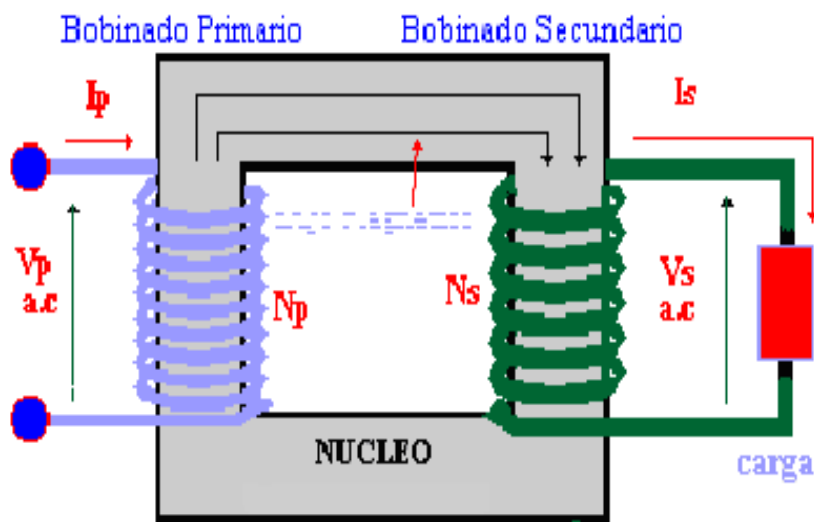
- “Cuando un campo magnético varia en el espacio genera una FEM”. **(Michael Faraday)**
- “El campo magnético generado por una corriente inducida, se opone a su vez al campo magnético que lo genera”. **(Ley de Lenz)**



### 2.3.2. Funcionamiento.

A continuación se muestra el funcionamiento de un transformador, representado en la figura 1.1

- ✓ La Bobina primaria recibe un voltaje alterno que hará circular, por ella, una corriente alterna.
- ✓ Esta corriente inducirá un flujo magnético en el núcleo de hierro
- ✓ Como el bobinado secundario está arrollado sobre el mismo núcleo de hierro, el flujo magnético circulará a través de las espiras de éste.
- ✓ Al haber un flujo magnético que atraviesa las espiras del "Secundario", se generará por el alambre del secundario un voltaje. Habría una corriente si hay una carga (el secundario está conectado a una resistencia por ejemplo)



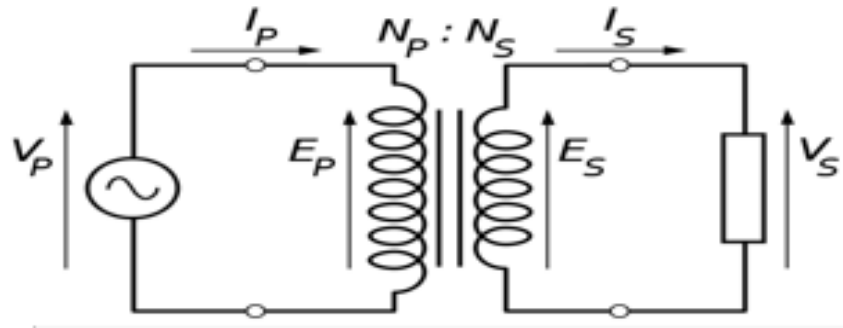
**FIGURA 2.1** Funcionamiento del transformador

Un transformador eléctrico convierte la energía eléctrica en magnética en su lado primario, mientras que en el secundario convierte la energía magnética en eléctrica. El primario se comporta como un receptor y el secundario como generador.

### 2.4. Relación De Transformación.

La relación de transformación indica el aumento o decremento del valor de la tensión de salida con respecto a la tensión de entrada, esto quiere decir, la relación entre la tensión de salida y la de entrada. La relación entre la fuerza electromotriz inductora ( $E_p$ ), que es la que se aplicada al devanado primario y la fuerza electromotriz inducida ( $E_s$ ), que es la obtenida en el secundario, es

directamente proporcional al número de espiras de los devanados primario ( $N_p$ ) y secundario ( $N_s$ ) como se muestra a continuación en la figura (1.2).



**Figura 2.2** Relación entre devanados primario y secundario

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

**Donde:**

$a$ = relación de transformación secundario

$N_s$ = Número de espiras del

$N_p$ = Número de espiras del primario

$I_s$ = Corriente del secundario.

$V_p$ = Voltaje del primario

$V_s$ = Voltaje del secundario

$I_p$ = Corriente del primario

- Una relación de voltaje de 1:4 (léase 1 a 4) significa que por cada volt del devanado primario del transformador, en el secundario hay 4 volts.
- Una relación de voltaje de 4:1 significa que por cada 4 volts del devanado primario, en el secundario hay sólo 1 volt.

Cuando el voltaje del secundario es menor que el del primario, al transformador se le llama reductor o transformador de distribución.

#### 2.4.1. Clasificación De Transformadores.

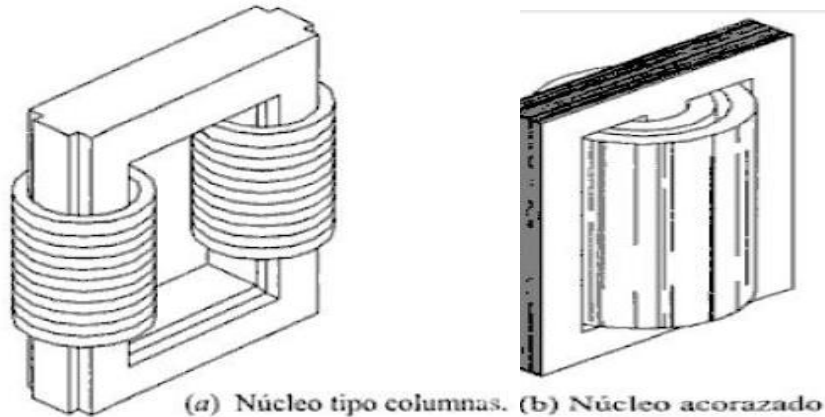
**a) Por la operación.** Se refiere a la energía o potencia que manejan dentro del sistema eléctrico

**b) El número de fases.** De acuerdo a las características del sistema al que se conectará.

- ✓ **Monofásico.** Transformadores de potencia o distribución que son conectados a una línea o fase y un neutro o tierra. Tienen un solo devanado de alta tensión y uno de baja.  $1\phi$ .
- ✓ **Trifásico.** Transformadores de potencia o de distribución que son conectados a 3 líneas o fases y pueden estar o no conectados a un neutro común o tierra.

**c) Por la construcción o forma del núcleo.**

- ✓ **Núcleo tipo columnas.** Conocido como tipo “Core” es aquel en el cual las bobinas abarcan una parte del circuito magnético. figura (a).
- ✓ **Núcleo acorazado.** Llamado tipo “Shell”, es aquel donde el núcleo se encuentra cubriendo los devanados de baja y alta tensión. figura (b).



**FIGURA 2.3** Tipos de núcleo en transformadores.

**d) Numero De Devanados.**

- Dos devanados.
- Tres devanados.

**e) Por La Capacidad.**

La capacidad nominal de un transformador son los Kilovolts amperes (Kva) que el devanado secundario debe suministrar en un tiempo especificado (continuo o limitado) a su tensión y frecuencia nominales y de acuerdo a la NMX-J-409.

**f) Medio Refrigerante.**

- Aire
- Aceite
- Liquido

**g) Tipo De Enfriamiento.**

**Enfriamiento Aa.** Para transformadores tipo seco, de voltajes nominales no mayores de 15kv y pequeñas capacidades, que tienen enfriamiento propio y no contienen ningún líquido.

**Enfriamiento Afa.** Para transformadores tipo seco con enfriamiento por aire forzado, capacidad simple, circulación de aire forzado por ventiladores.

**Enfriamiento Aa/Afa.** Transformador tipo seco con enfriamiento natural y con enfriamiento con aire forzado, básicamente es un transformador AA al que se le adicionan ventiladores para disipar el calor.

**Enfriamiento Oa.** Estos transformadores están sumergidos en aceite y tienen enfriamiento propio, utilizables en capacidades mayores de 50kva.

**Enfriamiento Oa/Fa.** En la medida que la capacidad del transformador se incrementa se agregan radiadores externos para aumentar la capacidad de la radiación. El aceite pasa por el transformador y circula alrededor de los tubos radiadores. Si se aumenta la capacidad se agregan ventiladores que hacen circular aire de manera forzada.

**Enfriamiento Foa.** Sumergido en liquido aislante con enfriamiento por aceite forzado y de aire forzado. Estos transformadores se usan con ventiladores y las bombas al mismo tiempo.

**Enfriamiento Fow.** Transformador sumergido en liquido aislante con enfriamiento de aceite forzado y con enfriadores de agua forzada, este tipo es similar al FO solo que el cambiador de calor es tipo agua-aceite. Enfriamiento por agua sin tener ventiladores

## **2.5 Partes Principales De Un Transformador.**

### **2.5.1. Núcleo.**

Su función es proporcionar un camino al flujo magnético de poca reluctancia, es decir, constituye el circuito magnético que transfiere energía de un circuito a otro.

Está formado por laminaciones de acero que tienen pequeños porcentajes de silicio (alrededor del 4%) y que se denominan laminaciones magnéticas, estas laminaciones tienen la propiedad de tener pérdidas relativamente bajas por efecto de histéresis y de corrientes circulantes.

En un transformador, el núcleo tiene dos misiones fundamentales:

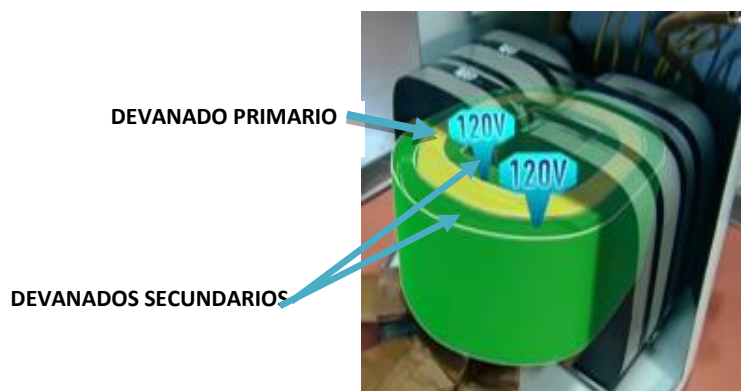
- a) Desde el punto de vista eléctrico (y es su misión principal) es la vía por que discurre el flujo magnético. A través de las partes de la culata conduce el flujo magnético siguiendo un flujo prescrito, de una columna a otra.
- b) Desde el punto de vista mecánico es el soporte de los arrollamientos que en él se apoyan.



**FIGURA 2.4** Núcleo Ferromagnético

### 2.5.2. Devanados.

Estos devanados están formados por bobinas primaria y secundaria, y en algunos casos de terciarias. Los conductores son normalmente de cobre electrolítica, aislados con esmalte y cubiertos con cintas de algodón o papel especial, eventualmente se usa conductor de aluminio.



**FIGURA 2.5** Devanados del transformador

### 2.5.3. Aislamientos.

Son todos aquellos materiales que presentan alta resistencia al flujo de corriente eléctrica y su función es proteger y aislar las partes vivas del transformador.

En la constitución de los transformadores por las tensiones y corrientes de operación estos materiales son de gran importancia. Algunos de estos elementos son:

- Barniz aislante
- Porcelana
- Resinas epóxicas

### 2.5.4. Tanque.

El tanque debe tener espacios suficientes para permitir la dilatación y contracción térmica del aceite. Además es importante señalar que la distancia entre el núcleo y el devanado están normalizados de tal forma que no existan distancias cortas entre ellos. Podría decirse que el tanque es un medio protector del conjunto interior del transformador. Sus componentes principales son:

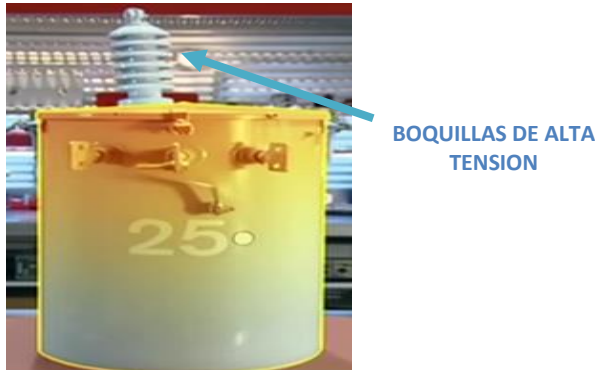
- Cubierta
- Fondo o base
- Registro



**FIGURA 2.6** Tanque del transformador

### 2.5.5. Boquillas De Alta Tensión.

Es el medio de conexión entre el transformador y la línea, se constituyen de porcelana. La marca de polaridad en alta tensión se designa con la letra “H” y el subíndice numérico nos indica el número de la fase.



**FIGURA 2.7** Boquillas de A.T.

### 2.5.6. Boquillas De Baja Tensión.

Su marca de polaridad se designara con la letra “x” y el subíndice nos indica el número de fase



**FIGURA 2.8** Boquillas de B.T.

### 2.5.7. El Cambiador De Derivaciones.

El cambiador de derivaciones (Taps) tiene la función básica de elevar o reducir la tensión secundaria del transformador de acuerdo al nivel de tensión en el primario. El cambiador de derivaciones no corrige la falta de regulación de un sistema, cuando la variación de tensión es muy grande en una red, considerando los distintos puntos de la curva de carga diaria, el cambio de derivación se debe tomar con cautela, para que no se tenga en un determinado momento niveles de tensión intolerables en el secundario del transformador.



**FIGURA 2.9** Cambiador de Derivación.

### 2.5.8. Medio Refrigerante.

El medio refrigerante debe ser buen conductor del calor y buen dieléctrico. En los transformadores pequeños la superficie es relativamente grande en comparación con el volumen.

Refrigerantes más utilizados:

- Aire
- Silicón
- Líquidos dieléctricos no inflamables, (aceite)



FIGURA 2.10 Líquido Refrigerante.

### 2.5.9. Placa De Características.

Todos los transformadores deben tener una placa que identifique sus principales características eléctricas y funcionales, esta placa de características en general tiene un formato rectangular con un espesor de 0.8 mm y debiendo tener los datos impresos bastante legibles, debe ser resistente a la corrosión, por lo que pueden ser de aluminio anodizado o de acero inoxidable y estar montadas en una base que impida su deformación. Las características preferentes para transformadores monofásicos y trifásicos para transformadores de distribución y de potencia.

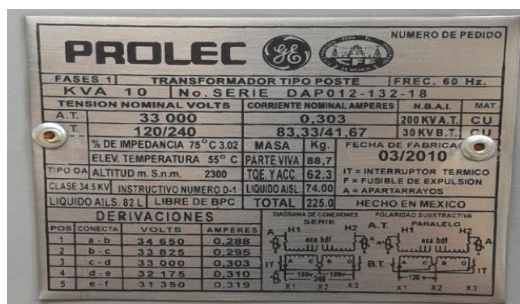


FIGURA 2.11 Placa de Características.

## 2.6. Tipos De Transformadores De Distribución.

- ✓ Transformadores Tipo Poste
- ✓ Transformadores Tipo Seco
- ✓ Transformadores Tipo Pedestal
- ✓ Transformadores Tipo Subestación
- ✓ Transformadores Tipo Sumergible

### 2.6.1. Transformador De Distribución Tipo Poste.

Es aquel transformador de distribución que por su configuración externa está dispuesto en forma adecuada para sujetarse o instalarse en un poste o en alguna estructura similar.

Transformador tipo:	Capacidades	Tp	Ts	F	Enfriamiento	Normas de fabricación
<b>Poste Monofásico</b>	5kva-167kva	13200, 23000, 33000, 13200YT/7620, 22860YT/13200, 33000YT/19050.	120/240 volts	60hz	(ONAN)	NOM-002-SEDE, NMX-J-116 ANCE, NRF-025-CFE.
<b>Poste Trifásico.</b>	15kva-500kva	13200, 23000, 33000.	220YT/127, 440YT/254 volts	60hz	(ONAN)	NOM-002-SEDE, NMX-J-116 ANCE, NRF-025-CFE

### 2.6.2. Transformadores Tipo Seco.

Los transformadores encapsulados en resina son cada vez más utilizados por los clientes por su escaso riesgo de incendio, por la simplicidad en su instalación, y la mínima necesidad de mantenimiento. Son los transformadores indicados para instalación interior.

Transformador tipo:	Capacidades	Tp	Ts	F	Enfriamiento	Normas de fabricación
<b>Seco</b>	30-500kva	220 v. 380 v. 440v 480 v	220Y/127 v 380Y/219 v 440Y/254 v 480Y/277 v	60hz	Auto enfriado por aire (AA)	NMX-J-351



### 2.6.3. Transformador De Distribución Tipo Pedestal.

Conjunto formado por un transformador de distribución con un gabinete integrado en el cual se incluyen accesorios para conectarse en sistemas de distribución subterránea, este conjunto está destinado para instalarse en un pedestal y para servicio en intemperie.

Transformador tipo:	Capacidades	Tp	Ts	F	Enfriamiento	Normas de fabricación
Pedestal	30-3000kva	400, 13200, 34500	4160, 23000	220Y/127 380Y/219 440Y/254 480Y/277	60hz	(ONAN) en aceite mineral IEEE, NEMA, ANSI NMX-J-285

### 2.6.4. Transformador De Distribución Tipo Subestación.

Es aquel transformador de distribución que por su configuración externa está dispuesto en forma adecuada para ser instalado en una plataforma, cimentación o estructura similar y su acceso está limitado por un área restrictiva.

Transformador tipo:	Capacidades	Tp	Ts	F	Enfriamiento	Normas de fabricación
Subestación	30-3000kva	13,200 23,000 34,500	220Y/127 380Y/219 440Y/254 480Y/277	60hz	(ONAN) en aceite mineral	NMX-J-284

### 2.6.5. Transformador De Distribución Tipo Sumergible.

Transformador tipo:	Capacidades	Tp	Ts	F	Enfriamiento	Normas de fabricación
Sumergible	500-750kva	13,200 V delta	208Y/120V-4H Volt 480Y/277V-4H Volts	60hz	Clase ONAN (auto enfriado)	ANSI C57.12.90

Es aquel transformador de distribución que por su configuración externa está dispuesto en forma adecuada para ser instalado en un pozo o bóveda y que está expuesto a sufrir inundaciones.

## 2.7. Conexiones Típicas De Transformadores.

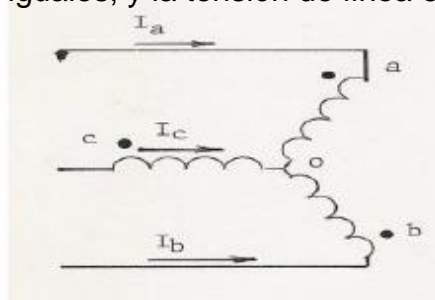
Existe una gran variedad de conexiones sin embargo, en la práctica un altísimo porcentaje de las aplicaciones utilizan la conexión DELTA y la conexión ESTRELLA

La aplicación de estas conexiones en los transformadores toma como base, entre otros factores los siguientes:

- a) Los niveles de tensión y de corriente a emplear
- b) La factibilidad de alimentar cargas monofásicas
- c) La posibilidad de detectar o liberar fallas
- d) La capacidad de manejar cargas desequilibradas
- e) Ferro resonancia
- f) El tipo de núcleo
- g) Confiabilidad de suministro

### 2.7.1. Conexión Estrella.

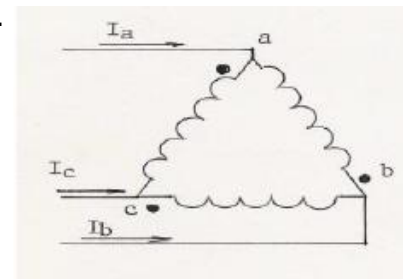
En esta conexión se unen tres terminales de las bobinas que tienen la misma polaridad y forman lo que se llama el neutro de la conexión. Las corrientes de línea y de fase son iguales, y la tensión de línea es 1.732 veces la tensión por fase o tensión al neutro.



**FIGURA 2.12** Conexión Estrella.

### 2.7.2. Conexión Triángulo.

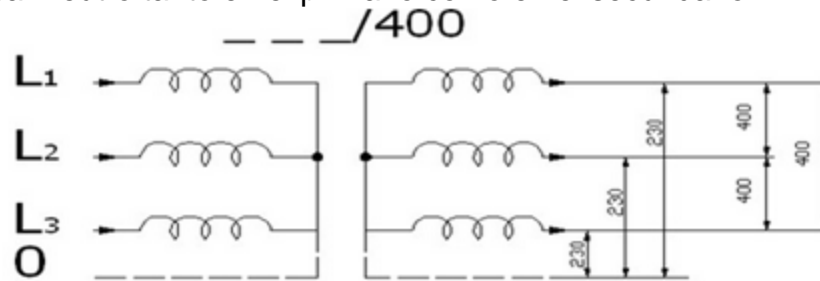
Es una conexión que se forma al unir terminales de bobinas de polaridades distintas. En esta conexión la tensión de línea es la misma que la de fase, y la corriente de línea es 1.732 veces la corriente de fase.



**FIGURA 2.13** Conexión Delta o Triángulo.

### 2.7.3. Conexión Estrella-Estrella.

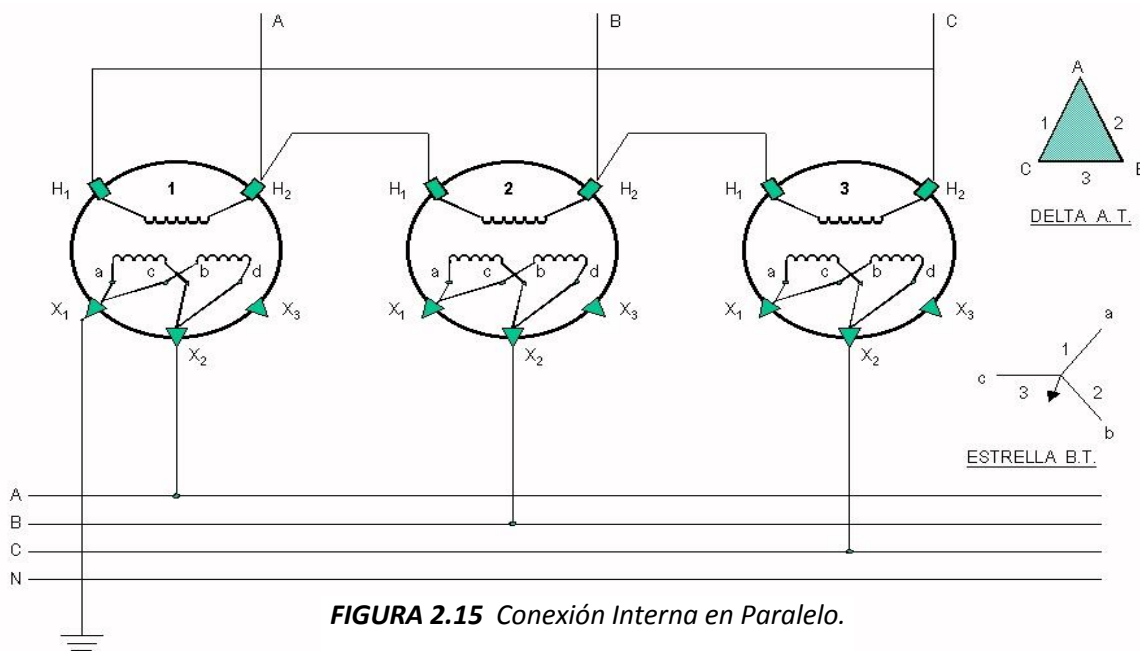
Conexión estrella-estrella: En este tipo de conexión el cociente entre el número de espiras de primario y secundario coincide con el cociente entre las tensiones primaria y secundaria. Es el más utilizado para pequeñas potencias pues además permite sacar neutro tanto en el primario como en el secundario



**FIGURA 2.14** Conexión Estrella-Estrella.

### 2.7.4. Conexión Delta- Estrella.

Empleado como transformador elevador. Admite cargas desequilibradas y posibilidad de sacar neutro en baja tensión. Esta conexión tiene la ventaja de que las cargas se pueden balancear mejor que cuando hay conexión delta en el secundario. Para esta conexión las bobinas secundarias deben conectarse en paralelo para dar 120 volts entre las terminales X1 y X2.



**FIGURA 2.15** Conexión Interna en Paralelo.

Como cada transformador entrega en el secundario 120 volts, el voltaje de fase (Voltaje entre cada fase y neutro) será de 120 volts, o sea:

$$V_{an} = 120 \text{ volts.}$$

$$V_{bn} = 120 \text{ volts.}$$

$$V_{cn} = 120 \text{ volts.}$$

Debido a la conexión estrella del secundario, el voltaje de línea  $V_L$  (voltaje entre cada dos fases) será 1.73 veces mayor que el voltaje de fase de 120 volts, teniéndose en consecuencia que:

$$V_L = 120 \times 1.732 = 207.84$$

O sea de manera aproximada:

$$V_L = 208 \text{ volts.}$$

Por lo tanto los voltajes de línea serán:

$$V_{ab} = 208 \text{ volts.}$$

$$V_{bc} = 208 \text{ volts.}$$

$$V_{ca} = 208 \text{ volts.}$$

En caso de fallar un transformador monofásico de la figura 1 por ejemplo el número 3, se podrá retirar quedando sin servicio solamente los usuarios de la fase C y los servicios trifásicos.

Se podría hacer también que la fase C se alimentara de la fase "A" o de la fase "B", o de ambas, seleccionando la fase "C" en el punto más conveniente, en cuyo caso solamente resultarían afectados los servicios trifásicos por el tiempo que dure la reposición del transformador quemado.

No es práctico cambiar la conexión delta-estrella a conexión delta-delta abierta, a menos que sea una solución definitiva y no transitoria, mientras se repone el transformador averiado, por las razones siguientes:

- Habría que cambiar las conexiones de las bobinas de baja tensión que se encuentran en paralelo (**Fig. 2.15**) a conexión serie (**Fig. 2.16**), para lo cual habría que destapar cada transformador, con los inconvenientes de la intemperie, etc.
- Como en la delta-abierta, una fase da 208 volts con el neutro, sería necesario quitar todas las acometidas de esa fase y pasarlas a las otras dos fases donde habría 110 volts, sobrecargándolas positivamente.

Por las anteriores razones la conexión "delta-estrella" en transformadores monofásicos no se usa muy extensamente, en cambio se prefiere la conexión "delta-delta"

### 2.7.5. Conexión Delta-Delta Abierta.

Es la conexión más indicada cuando en un banco con tres transformadores monofásicos falla uno de ellos.

Sí en la **Fig. 2.15** se ha quemado el transformador 3, la conexión delta-delta abierta queda como lo ilustra la **Fig. 2.16**.

#### Conexión Interna.

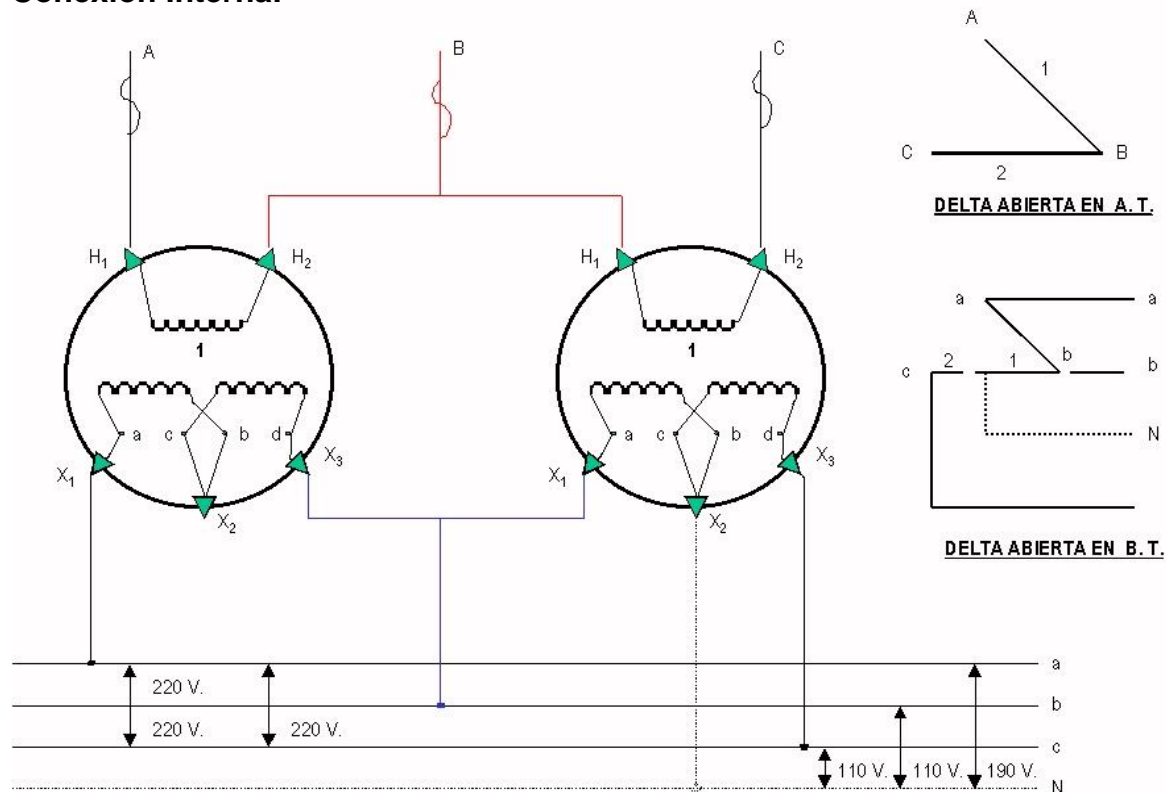
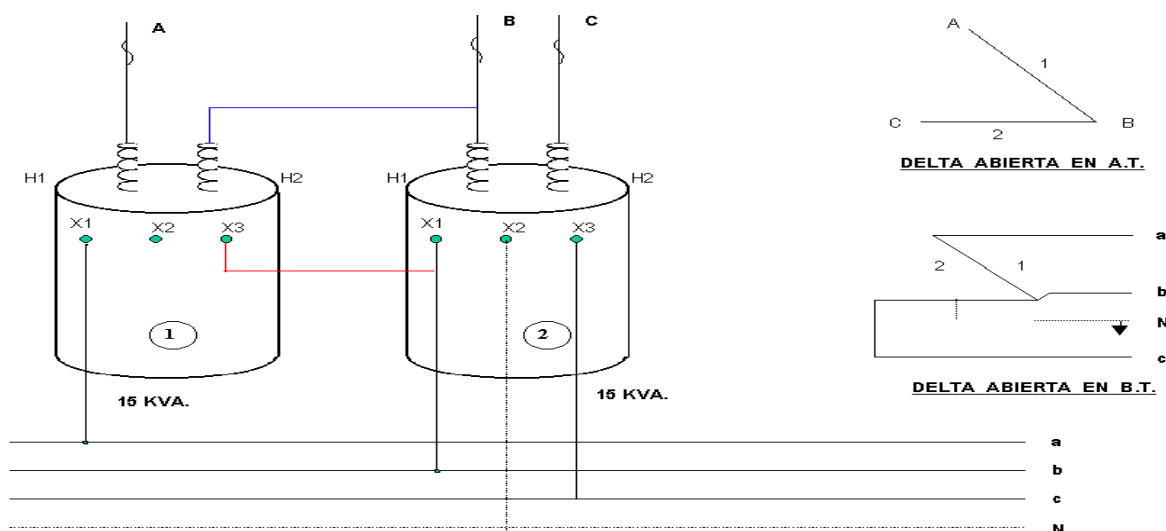


FIGURA 2.16 Conexión Interna en Serie.

#### Conexión Externa. Delta- Delta Abierta.



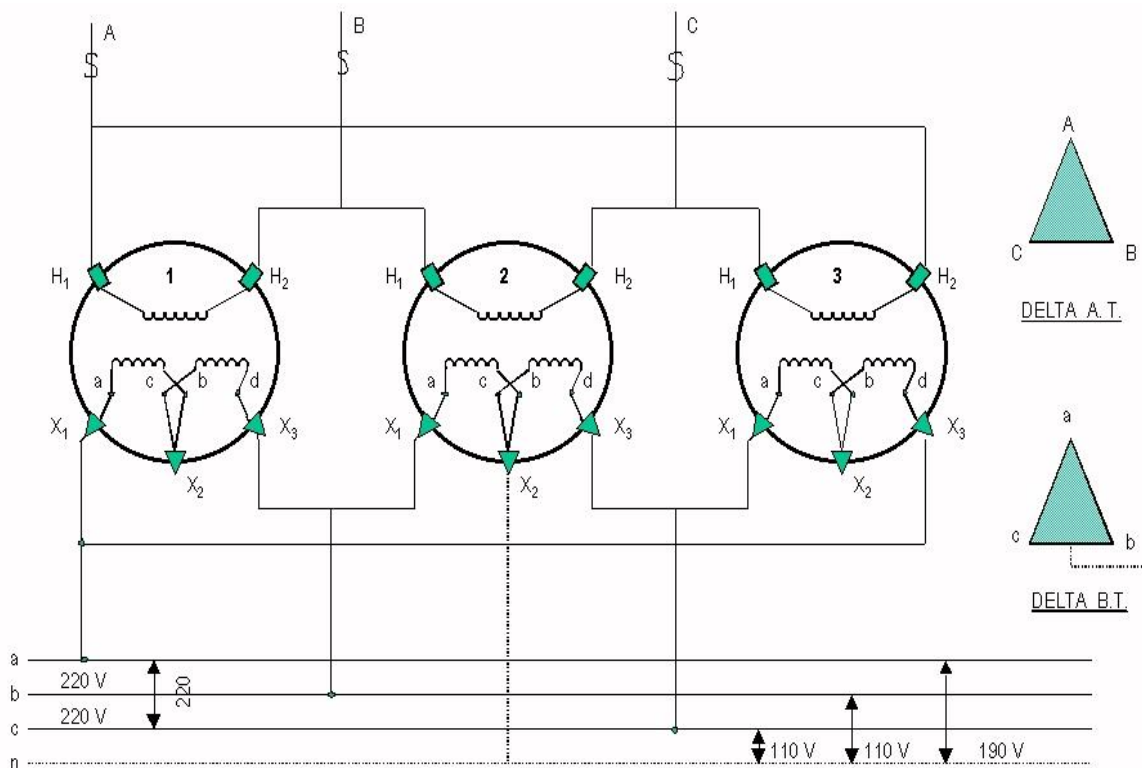
### 2.7.6. Conexión Delta-Delta.

La conexión “delta-delta cerrada”, tiene la ventaja de poderse continuar fácilmente el servicio de banco, cuando se tiene que retirar un transformador, cuando quedan los dos restantes en “delta-delta abierta”.

Esas conexiones delta-delta, tienen el inconveniente de que no se pueden balancear fácilmente las cargas del banco de transformación, ya que una fase da 190 volts al neutro y no podrá llevar servicios de 110 volts, como se aprecia en la **Fig. 2.15**.

Las bobinas de baja tensión se conectan en serie para poder sacar el neutro y para tener 220 volts de línea. El neutro se podrá sacar de cualquiera de los tres transformadores, pero siempre de la boquilla central X2, las fases alimentadas por ese mismo transformador darán un voltaje de 110 volts, respecto a ese neutro como se aprecia.

#### Conexión Interna Delta-Delta.



**FIGURA 2.17** Conexión Interna Delta-Delta.

En la **Fig. 2.15**, los voltajes obtenidos en el circuito secundario, son los siguientes:

**Vab = 220 volts.**

**Vna = 190 volts.**

**Vbc = 220 volts.**

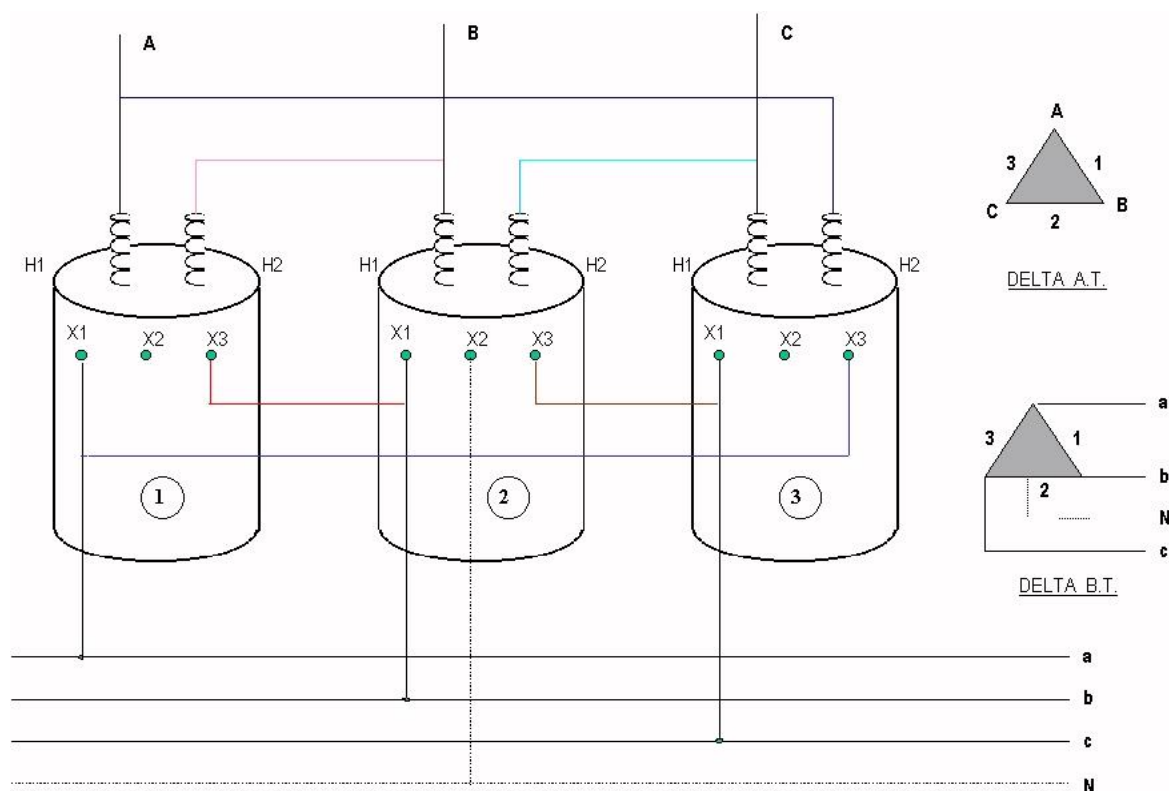
**Vnb = 110 volts.**

**Vca = 220 volts.**

**Vnc = 110 volts.**

En este caso la fase “A” no podrá ser utilizada para servicios monofásicos de 110 volts, a menos que se instale otro neutro corrido a lo largo del circuito secundario y conectado a la boquilla X2 del transformador número 1 o número 3.

### Conexión Externa Delta-Delta.



## 2.8. Protecciones Eléctricas Del Transformador De Distribución.

Los transformadores de distribución, tienen las protecciones eléctricas siguientes:

### I.- Protecciones contra sobretensiones.

### II.- Protecciones contra sobrecorrientes.

I.- Protecciones contra sobretensiones.- Los dispositivos que protegen al transformador de distribución contra sobretensiones son:

#### 1.- Apartarrayos.

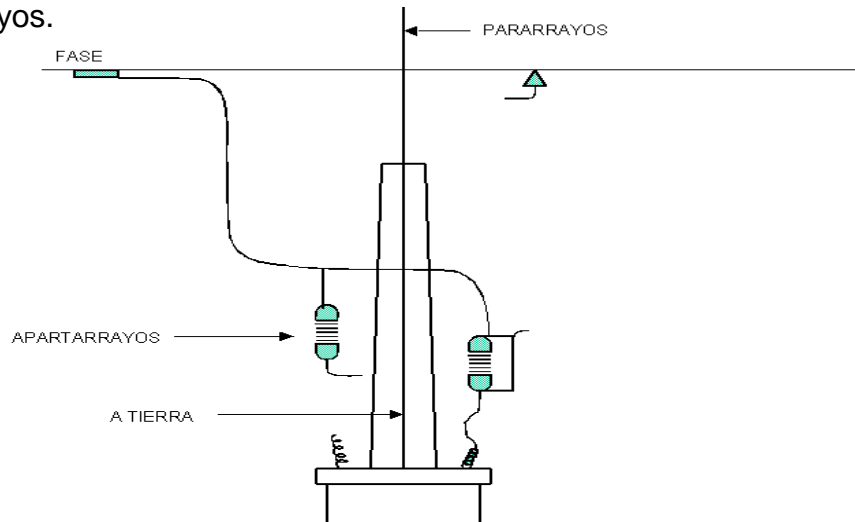
#### 2.- Punta pararrayos.

#### 3.- Distancias explosivas.

**1.- Apartarrayos.** Protegen contra sobretensiones de origen externo y se conectan uno por cada fase de alta tensión del transformador, o sea tres Apartarrayos por cada transformador de distribución trifásico.

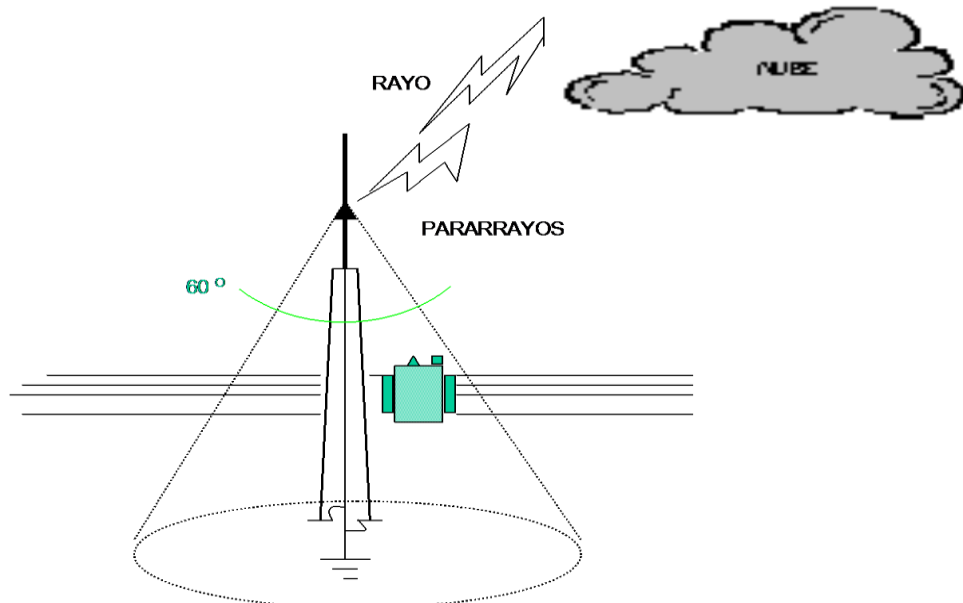
Cada Apartarrayos queda conectado entre una fase por lado y a tierra efectiva por el otro lado, llámese tierra efectiva aquella que como máxima sea de  $20\Omega$ .

En la figura siguiente se podrán apreciar las conexiones de los Apartarrayos y de los pararrayos.



**FIGURA 2.18** Conexiones de Apartarrayos.

**2.- Puntas Pararrayos.** Se sabe que protegen contra descargas atmosféricas a todo equipo que se encuentre dentro de su cono de protección de  $60^\circ$ , en base al efecto que tienen las puntas de atraer las descargas eléctricas, como se ilustra en la figura.

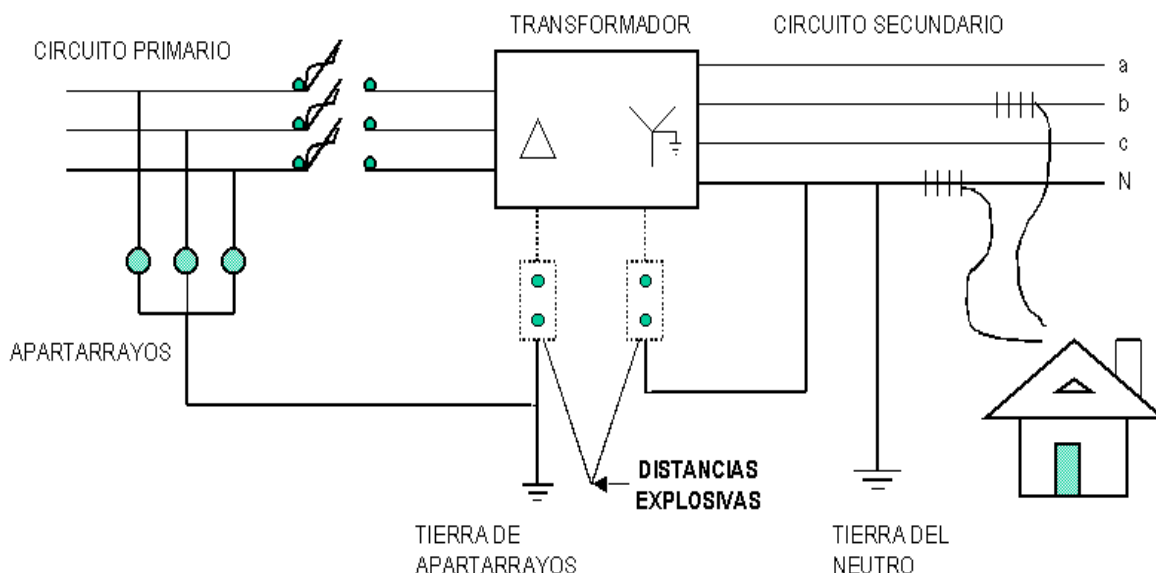


**FIGURA 2.19** Puntas Pararrayos.



**3.- Distancias Explosivas.** Estos dispositivos funcionan en principio como el explosor de un Apartarrayos y se emplean para poner a tierra cualquier falla peligrosa de aislamiento entre la alta tensión y el tanque del transformador.

La figura siguiente nos muestra la conexión de las distancias explosivas.



**FIGURA 2.20** Conexión de las Distancias Explosivas

### 2.8.1. Importancia De Las Dos Tierras Separadas.

Como se aprecia en la figura anterior, es necesario tener dos conexiones a tierra por separado:

- ✓ Una conexión a tierra para Apartarrayos.
- ✓ Una conexión a tierra para el neutro.

En caso de tener una sola bajada a tierra para el Apartarrayo y el neutro, al operar los Apartarrayos podrían energizar el neutro con el correspondiente peligro para los usuarios domésticos de 125 volts y también para el propio transformador.

### 2.8.2. Transformadores Trifásicos, “Corrientes De Plena Carga Y Fusibles”.

Se observa que el transformador de 15 KVA en 13200 volts, requiere un fusible de 1 ampere, de ahí la regla práctica:

**“Por cada 15 KVA de capacidad se requiere un fusible de 1 ampere en 13200 volts”.**

Aun teniendo la regla practica para determinar la capacidad del fusible que sirve para protección, podemos determinar el valor exacto del fusible aplicando los cálculos correctos como enseguida lo indico.

KVA	CORRIENTE EN AMPERES			FUSIBLES EN AMPERES	
	B.T. 220V	A.T. 13200V	A.T. 6600V	A.T. 13200V	A.T. 6600V
15	39.4	0.65	1.3	1	2
30	78.8	1.31	2.62	2	4
45	118.2	1.96	3.92	3	6
75	197	3.27	6.54	5	10
112.5	295.5	4.92	9.84	8	15

### Cálculo de fusible.

Potencia aparente.

$$S_{3\phi} = \sqrt{3} V * I$$

Para determinar la corriente de la tabla tenemos:

$$I_{3\phi} = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} (V)}$$

Sustituyendo los valores de la tabla. Tenemos un voltaje de 13200v y una potencia del transformador de 15kva.

$$I_{3\phi} = \frac{15KVA}{\sqrt{3} (13200V)} = I_{3\phi} = 0.65A$$

Calculando la capacidad del fusible.

Capacidad del fusible 1 A=0.65 A

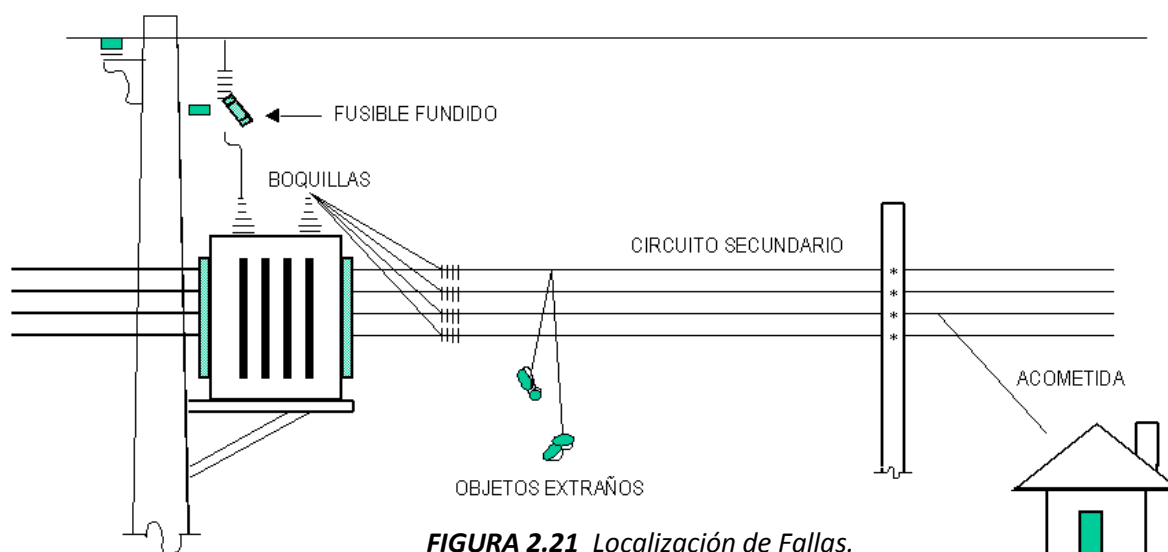
Nota: el 0.65A es la corriente obtenida de nuestro transformador. Por lo que 1A se refiere a la capacidad de corriente del fusible a utilizar como protección.

Teniendo este dato, únicamente necesitaremos calcular la corriente de nuestro transformador y en lo obtenido dividirlo entre 0.65 para obtener la capacidad del fusible a utilizar.

### 2.8.3 Localización De Fallas.

Cuando uno o más fusibles se funden, la falla que originó la sobrecorriente puede localizarse en los siguientes puntos:

- 1) En el transformador.- En sus boquillas o bobinas.
- 2) En el circuito secundario.- Debido a falla de su aislamiento o a objetos extraños.
- 3) En alguna acometida.- De servicio residencial o taller.
- 4) En alguna instalación doméstica.- Sin fusibles propios.



**FIGURA 2.21** Localización de Fallas.

Al encontrar el fusible fundido en el transformador sin tener aviso previo de donde hubo el corto circuito, se podrá hacer un rápido recorrido a lo largo del circuito secundario en busca de posibles objetos extraños en el circuito secundario como ramas de árboles, trapos colgando que con la lluvia provocan el corto circuito, aisladores rotos, conductores en contacto, conductores reventados, poste caído, etc., enseguida, en caso de no encontrar desperfecto, se repondrá el fusible pensando que la falla fue transitoria y ha desaparecido.

Al reponer el fusible, se procederá con todo cuidado y utilizando todo el equipo de seguridad como casco dieléctrico, pértiga en buen estado, ropa adecuada, botas, etc., no vea el fusible en el momento de cerrar la canilla.

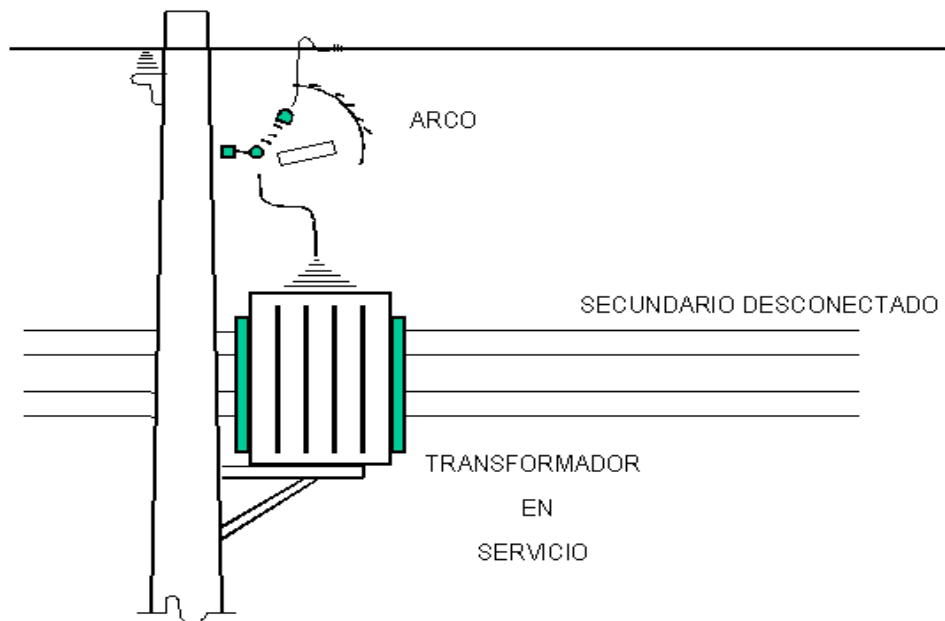
Si al reponer el fusible este se vuelve a fundir, o se observa que los conductores del circuito secundario se cuelgan y que el transformador hace mucho ruido, será indicación de que aún existe la falla y habrá que localizarla en la forma siguiente:

### 2.8.4. Falla En El Transformador.

Para determinar si la falla se encuentra en el transformador de distribución se procede así:

- A) Desenergizar totalmente el transformador desconectando las cuchillas fusibles restantes.
- B) Desconectar el circuito secundario del transformador.
- C) Cerrar las tres cuchillas fusibles con lo cual uno o más fusibles se fundirán si la falla se encuentra en el transformador como se ve en la figura No. 8. Cabe hacer notar que cuando la falla se encuentra en el transformador, los fusibles se funden muy rápidamente aún sin desconectar el circuito secundario y también el transformador zumba más fuerte, lo cual nos hace sospechar que la falla está en el transformador.

En caso de que al cerrar los fusibles, estos no se fundan, será indicación clara de que la falla no se encuentra en el transformador y habrá que pensar que es el circuito quien contiene la falla.



### 3. Desarrollo.

Durante el tiempo de mi residencia pude darme cuenta que los transformadores de distribución más utilizados en San Cristóbal de las casas son de tipo poste y de tipo pedestal, debido a que estos transformadores son de fácil instalación y al mismo tiempo eficientes, haciendo mención que estos transformadores pasan por demasiadas pruebas para estar certeros de su buen funcionamiento. Mediante estas pruebas debe cerciorarse en mantener las condiciones operativas de fábrica para que nuestro transformador instalado mantenga su máximo nivel de potencial eléctrico.

Tomando en cuenta que al momento de realizar cualquier tipo de maniobra tenemos que aplicar las normas oficiales que a continuación se mencionan.

### **3.1. Normas Aplicables.**

Las normas principales que el personal involucrado en la determinación de causas de fallas en transformadores de distribución debe aplicar son las siguientes:

- ✓ Norma de construcción para líneas aéreas
- ✓ Norma de construcción para sistemas subterráneos
- ✓ Norma de protección al medio ambiente
- ✓ NRF-025-CFE-2002 Transformadores de distribución tipo poste
- ✓ K0000-04 Transformadores monofásicos tipo pedestal para distribución residencial subterránea
- ✓ K0000-05 Transformadores trifásicos tipo sumergible para distribución comercial subterránea.
- ✓ K0000-07 Transformadores trifásicos tipo pedestal para distribución comercial subterránea.
- ✓ K0000-08 Transformadores trifásicos tipo pedestal para distribución residencial subterránea.
- ✓ K0000-12 Recepción puesta en servicio de transformadores de distribución.
- ✓ K0000-14 Recepción de transformadores de distribución tipo poste reparados.
- ✓ NMX-J-116-ANCE-2005 Transformadores de distribución tipo poste y tipo subestación

### **3.2. Análisis De Carga.**

El análisis de carga es uno de los principales factores que se estudian en los transformadores de distribución es por eso que debemos tener en cuenta lo que esto significa, de esta manera tomar las medidas adecuadas para que el tiempo de vida útil de los transformadores no disminuya y pueda mantener su potencial eléctrico con lo establecido.

Primeramente hablaremos que un transformador tiene un tiempo de vida útil, esto es considerado por el fabricante teniendo en cuenta las condiciones de operación que se deben llevar a efecto, de tal manera que si no se respetan las condiciones ya antes mencionada el transformador podrá sufrir daños severos.

Generalmente los transformadores de distribución tienen un tiempo de vida de 20 años, pero conocemos también que no todos permanecen en funcionamiento el tiempo establecido debido a que se presentan alteraciones a lo largo de su vida. La vida de un transformador depende desde las condiciones climáticas hasta las condiciones operativas eléctricas.

¿Qué opciones anormales afectan la vida útil del transformador?

Diversidad de factores afectan la vida útil del transformador, mencionando que los más relevantes son los siguientes:

**a) Condiciones de alimentación:**

Para una misma carga, si se alimenta sobreexcitado o sea con tensión primaria mayor a la nominal en la posición del conmutador, el núcleo además de saturarse arrojará más pérdidas y en consecuencia se presentarán temperaturas en aceite y devanados mayores a las normales.

Si el transformador es alimentado a una frecuencia 5%, o más, por debajo de la nominal 60 Hertz, de igual manera se presentará calentamiento en el núcleo al incrementarse las pérdidas.

También deben incluirse las situaciones transitorias en la red tales como sobretensiones por maniobra, descargas atmosféricas, etc.

**b) Condiciones ambientales:**

Los transformadores están diseñados para operar bajo determinadas condiciones de temperatura y altura sobre el nivel del mar. Si no se tienen en cuenta estos puntos, el transformador puede sufrir sobrecalentamiento que le restará vida útil.

**c) Condiciones de carga:**

Si al sobrecargar el transformador no se tiene en cuenta la temperatura ambiente, la carga precedente y el tiempo durante el cual vamos a aplicar la sobrecarga que necesitamos, pueden presentarse sobrecalentamientos y por ende le estaremos restando vida útil al transformado

Nota: Generalmente los transformadores juegan un papel importante en el suministro de energía eléctrica, pero realmente en la zona de San Cristóbal no se tiene un análisis general de carga sobre los transformadores activos, únicamente se tienen registrado el análisis de cargas pero en transformadores de potencial que son utilizados en subestaciones. En la parte de distribución si un transformador esta sobrecargado de tal manera que el transformador este alimentando más de su capacidad, esto puede ocasionar algún tipo de falla, por lo que por medio de cálculos se puede sustituir por otro de mayor capacidad o balancear las cargas con algún transformador colocado adyacentemente. De esta forma se corrige el problema pero no se tiene en si la carga total instalada de los transformadores.

Las pruebas eléctricas son la base principal para verificar y apoyar los criterios de aceptación o para analizar los efectos, cuando sucedan cambios o variaciones con respecto a los valores iniciales de puesta en servicio o de la última prueba.

Se consideran pruebas eléctricas, aquellas que determinan las condiciones en que se encuentra el equipo eléctrico, para determinar sus parámetros eléctricos de operación.

Existen tres tipos de pruebas que son principales en los transformadores:

### 3.3. Pruebas De Fábrica.

- a) **Pruebas de prototipo.** Son las aplicables a nuevos diseños, con el propósito de verificar si el producto cumple con lo específico en las normas o por el usuario (NOM-NMX-J-169).
- b) **Pruebas de rutina.** Son pruebas que debe efectuar el fabricante en todos los transformadores de acuerdo con los métodos indicados en esta norma, para verificar si la calidad del producto se mantiene dentro de lo especificado por norma o por el usuario. (NOM-NMX-J-169).
- c) **Pruebas opcionales.** son las establecidas entre el fabricante y usuario, con el objeto de verificar características especiales del producto.
- d) **Pruebas de aceptación.** Son aquellas pruebas establecidas en un contrato que demuestran al usuario que el producto cumple con las normas y especificaciones correspondientes.

### 3.4. Pruebas De Campo.

Se efectúan a los equipos que se encuentran en operación o en proceso de puesta en servicio y se consideran de la siguiente manera:

- a) **Recepción y/o verificación.** Se realizan a todo el equipo nuevo o reparado, considerando las condiciones de traslado; efectuando primeramente una inspección detallada de cada una de sus partes incluyendo el interior.
- b) **Puesta en servicio.** Se realizan a cada uno de los equipos en campo después de haber sido: instalados, ajustados, secados, etc., con la finalidad de verificar sus condiciones para decidir su entrada en operación.
- c) **Mantenimiento.** Se efectúan periódicamente conforme a programas y a criterios de mantenimiento elegidos y condiciones operativas del equipo.

### Tipos De Pruebas Eléctricas A Transformadores Dañados De Distribución.

Teniendo en cuenta que el transformador de distribución pasa por abundantes pruebas hago mención de las pruebas establecidas.

- 1) **Prueba de rigidez dieléctrica en el aceite.**
- 2) **Prueba de resistencia de aislamiento.**
- 3) **Prueba de relación de transformación.**
- 4) **Prueba de hermeticidad.**
- 5) **Prueba de cortocircuito.**

Generalmente para realizar algún tipo de prueba a los transformadores no hay necesidad de hacer las pruebas cuando este se encuentre fallando, es por eso que existen los mantenimientos preventivos, pero como en el presente trabajo

específico sobre diagnósticos de falla a transformadores, las pruebas realizadas son a transformadores que se encuentran fallando.

Teniendo el conocimiento adecuado de los tipos de pruebas que se realizan a los transformadores, debemos tener presente que para realizar algún tipo de prueba primeramente debemos realizar un diagnóstico o inspección del transformador a analizar. Como enseguida se menciona.

Primeramente mostrare las fallas más comunes que ocurren en los transformadores de distribución, después de tener conocimiento de las fallas que ocurren en la unidad, muestro el proceso que se debe seguir para llegar a las maniobras de pruebas eléctricas.

### **3.5. Diagnóstico De Fallas A Transformadores De Distribución. Determinación De Causas De Falla.**

- 1. Corto Circuito Secundario**
- 2. Impulso Por Rayo O Maniobra**
- 3. Humedad En El Aceite (Hermeticidad Defectuosa**
- 4. Protección Inadecuada**
- 5. Sobrecarga**
- 6. Defecto De Fabricación**
- 7. Reparación Defectuosa**
- 8. Vandalismo O Daños A Terceros**
- 9. Otras.**

### **Actividades Principales Para Determinar Las Causas De Falla En Transformadores De Distribución.**

- a) analizar las circunstancias que se observaron previamente p durante la falla en el campo.
- b) Analizar las condiciones físicas, mecánicas y eléctricas en los patios de distribución.
- c) Conjuntar los resultados de los análisis anteriores obteniendo las conclusiones definitivas.

Se pretende que con la aplicación de esta guía se mejore la confiabilidad de las estadísticas que se tienen respecto a las causas de falla en transformadores y con ellos hacer más efectivas las medidas y acciones que se implementen para su control.

Con objeto de determinar las causas de falla en transformadores de distribución se requiere contar con una metodología que en forma sistemática nos proporcione información con el máximo de confiabilidad posible, relacionada con los daños sufridos por los transformadores.



Este aspecto es de vital importancia para comisión federal de electricidad, ya que en función de las fallas más frecuentes, se implementan acciones para reducir su incidencia. Generalmente como ya mencionamos, existen demasiadas pruebas eléctricas, pero las que se realizan comúnmente son las que a continuación se indican.

## **1.- Corto Circuito En El Secundario**

El daño que presenta el transformador se debe a una corriente excesiva o de baja impedancia que circula a través de los devanados.

Al realizar la inspección se observa lo siguiente:

### **a) Causas Externas:**

- Cortocircuito en acometidas
- Conductores recocidos o colgados
- Conductores rotos
- Conductores cruzados
- Vientos
- Mala calidad del fusible

### **b) Inspección Exterior:**

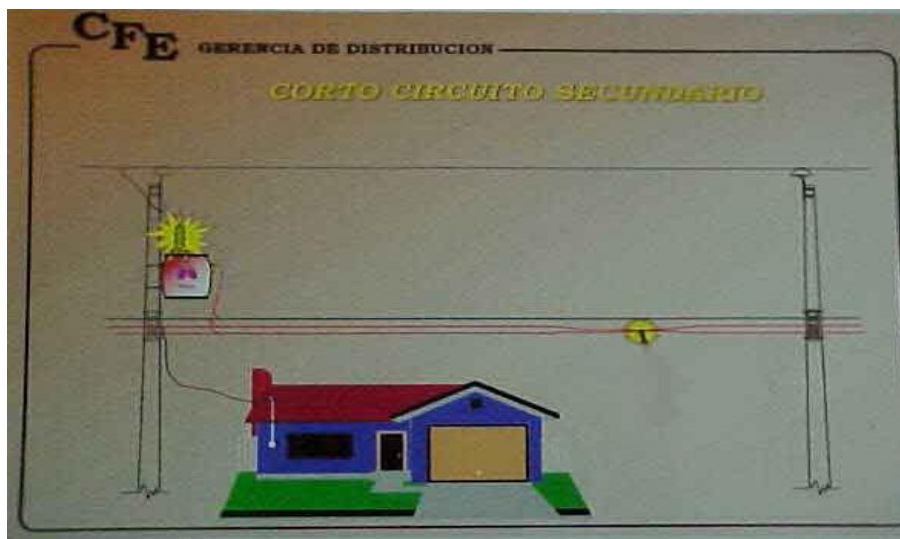
- Tanque: Puede presentar abombamiento o ruptura.
- Boquilla: No se observa ningún daño.

### **c) Inspección Interior:**

- Núcleo: No presenta daño.
- Herraje: No presente daño.
- Devanado: Se presenta desplazamiento de las bobinas de A.T. Y B.T. aislamiento carbonizado en mínima proporción, así como de residuos de conductor y aceite carbonizado.

### **d) Pruebas:**

- Relación de transformación (TTR): Puede resultar correcta (si da relación).
- Resistencia de aislamiento (MEGGER): Puede resultar correcta.
- Rigidez dieléctrica del aceite: Puede resultar correcta.



**FIGURA 3.1** Corto Circuito en Secundario.

## 2.- Impulso Por Rayo O Maniobras

El daño que presenta el equipo se debe a un sobre voltaje en el devanado primario.

Al realizar la inspección se observa lo siguiente:

### a) Inspección Exterior:

- Tanque: No presentan daño aparente, pero si la descarga es muy cercana puede deformarlo (abombarlo).
- Boquilla: Pueden presentar flameo parcial o total e inclusive si la descarga es muy cercana al equipo, puede presentarse destrucción de las mismas.

### b) Inspección Interior:

- Núcleo: Generalmente no presenta daño, pero puede llegar a fundir parte del núcleo cuando no se aterriza correctamente.
- Herraje: No presenta daño.
- Aceite: Se aprecian residuos de carbón y con olor a quemado.
- Devanado: Dependiendo de la intensidad del sobre voltaje, varía desde una perforación entre espiras (bobina abierta) hasta un corto circuito entre capas (desfloramiento) del devanado de alta tensión.

### c) Pruebas:

- Relación de transformación (TTR): Normalmente marca "abierto", pero cuando el daño es muy severo puede marcar "corto circuito" entre capas.
- Resistencia de aislamiento (MEGGER): Puede dar un valor bajo, debido a la carbonización del aceite.
- Rigidez dieléctrica del aceite: Nos da un valor bajo que depende del grado de carbonización del aceite.



**FIGURA 3.2** Falla Impulso por Rayo.

### 3.- Humedad En El Aceite (Hermeticidad Defectuosa)

Esta falla se presenta por una mala hermeticidad de los empaques, o por cerrar mal el registro de mano; lo que ocasiona la disminución de la rigidez dieléctrica del aceite y demás aislamientos por la filtración de humedad.

#### a) Causas Externas:

- Empaques rotos
- Boquillas rotas o fisuradas.
- Tornillería floja.

#### b) Inspección Exterior:

- Tanque: Se aprecian manchas o escurrimientos de aceite, empaques agrietados o deformes o fugas en válvula de muestreo.
- Boquilla: Se pueden encontrar conectores flojos, boquillas flojas, fisuradas o con empaque dañado.

#### c) Inspección Interior:

- Núcleo: Se aprecia presencia de agua y óxido.
- Herraje: Se aprecia presencia de agua, óxido y lodo.
- Devanado: En un aislamiento se aprecia indicios de humedad.
- Aceite: se puede apreciar mezclado con agua (emulsionado y formación de lodos).

#### d) Pruebas:

- Relación de transformación (TTR): da en corto circuito o abierto.

- Resistencia de aislamiento (MEGGER): muestra valores muy bajos y en casos extremos muestra un valor cero.
- Rigidez dieléctrica del aceite: Proyecta valores demasiados bajos.

#### **4.-Proteccion Inadecuada.**

En este grupo se clasifican los transformadores que se dañan por protección inadecuada y puede presentar características de una segunda causa, ya que el equipo está expuesto a dañarse por no contar con protección. Para definir que un equipo se averió por esta causa únicamente será conociendo el estado real del sistema de protección, ya que de no contar o estar en malas condiciones, no podemos atribuirle a otra el origen de la falla. En ésta no es válida la inspección exterior ni la interior del equipo ya que puede presentar cualquier característica de falla que no fue protegida como puede ser: cortocircuito, rayo, etc.

Por lo que solamente con el análisis detallado efectuado en el campo se puede clasificar en este grupo.

##### **a) Causas Externas:**

- Fusibles de capacidad inadecuada
- Sistemas de tierra inadecuados, rotos, falsos contactos, omisión de la misma.
- Apartarrayos inapropiados o dañados.

##### **b) Pruebas:**

- Relación de transformación(TTR): Puede resultar correcta o incorrecta
- Resistencia de aislamiento (MEGGER): Puede resultar correcta o incorrecta.
- Rigidez dieléctrica del aceite: Puede resultar correcta o incorrecta



**FIGURA 3.3** Protección Inadecuada.

## 5.- Sobrecarga

Para esta causa es importante no confundir con un corto circuito en secundario o acometida lejana o de alta impedancia. Ya que este daño es causado exclusivamente por un aumento anormal de la carga.

### a) Causas Externas:

- Carga mayor al 120%
- Desbalanceo entre fases

### b) Inspección Exterior:

- Tanque: No presentan daño aparente.
- Boquilla: No presentan daño aparente.

### c) Inspección Interior:

- Núcleo: Puede presentar carbón en su laminación.
- Herraje: Presentan acumulación de carbón.
- Devanado: Parcialmente presenta envejecimiento acelerado en el aislamiento (recalentado o quemado) y residuos de carbón.
- Aceite: Se presenta una degradación acelerada del aceite con residuos de carbón y un olor a quemado.

### d) Pruebas:

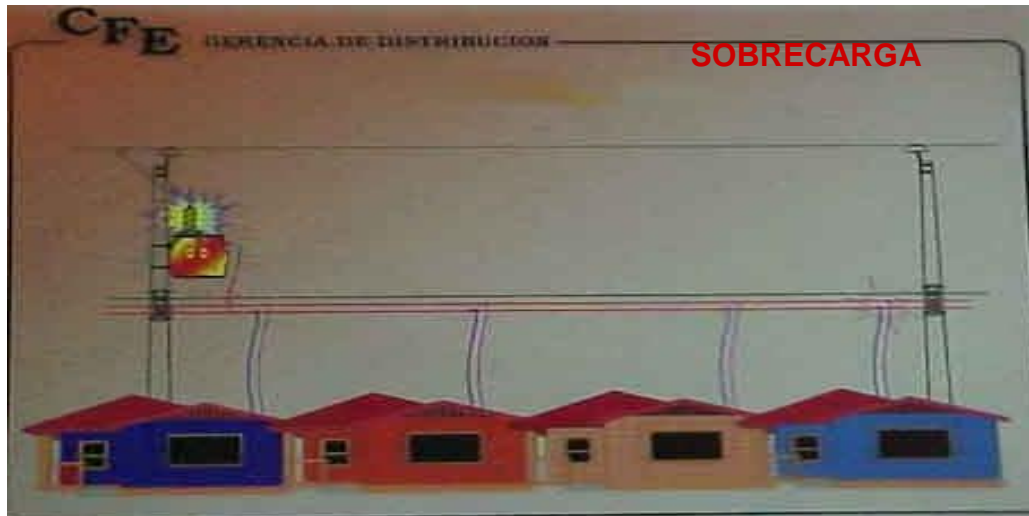
- Relación de transformación (TTR): puede dar relación de transformación correcta o marcar "Abierto".
- Resistencia de aislamiento (MEGGER): muestra un valor bajo debido a la degradación acelerada del aceite provocada por alta temperatura.
- Rigidez dieléctrica del aceite: Muestra un valor bajo que depende del grado de carbonización del aceite.

Cumplir con el programa de lecturas de carga y voltaje de transformadores. Derivado del análisis de los resultados del punto anterior, corregir:

- A) desbalances de fases.
- B) sobrecarga de fases.

- ✓ Revisar las solicitudes de servicios de fuerza para comprobar, si existe capacidad disponible en el transformador.
- ✓ Evitar secundarios mayores de 100 metros y emplear conductores de calibres adecuados.
- ✓ Seleccionar adecuadamente el fusible de protección primario.
- ✓ Analizar debidamente las solicitudes de cargas temporales.

- ✓ vigilar y eliminar acometidas de servicios fraudulentos. En áreas donde predomine este tipo de ilícitos se debe emplear protección secundaria a base de interruptores termos magnéticos.



**FIGURA 3.4** Sobrecarga.

#### **6.- Defectos de fabricación.**

En esta clasificación se incluyen los transformadores en los que el daño es originado por mala calidad de materiales y mano de obra, y no se puede atribuir a otras causas.

##### **a) Causas Externas:**

- Ninguna.

##### **b) Inspección Exterior:**

- Tanque: No presentan daño aparente, pero puede tener tornillería floja o deterioro prematuro de la pintura.
- Boquilla: No presentan daño aparente, sin embargo pueden estar mal sujetadas.
- Empaques: Pueden ser de mala calidad y con colocación inadecuada.

##### **c) Inspección Interior:**

- Núcleo: No presenta falla aparente, sin embargo puede no estar bien aterrizado.
- Herraje: No presenta daño aparente, sin embargo puede estar flojo.
- Devanado: Por lo general no presenta daño en los devanados.
- Conexiones: Puntas mal soldadas, sueltas o aisladas inadecuadamente.
- Aceite: Puede presentar residuos de carbón, coloración oscura y olor a quemado.

##### **d) Pruebas:**

- Relación de transformación (TTR): Puede marcar "corto circuito" o "abierto".

- Resistencia de aislamiento (MEGGER): muestra un valor bajo e inclusive da cero.
- Rigidez dieléctrica del aceite: Muestra un valor bajo menor de 30Kv.

## **7.- Reparación Defectuosa.**

En esta clasificación se incluyen los transformadores reparados, en los que los daños pueden ser originados por la mala calidad de los materiales y la mano de obra, y no se pueden atribuir a otras causas.

### **a) Causas Externas:**

- Ninguna.

### **b) Inspección Exterior:**

- Tanque: No presentan daño aparente, pero puede tener tornillería floja.
- Boquilla: No presentan daño aparente, pero si mala sujeción.
- Empaques: Pueden ser de mala calidad y con colocación inadecuada.

### **c) Inspección Interior:**

- Núcleo: Mal ensamblado y sin aterrizar.
- Herraje: No presenta daño aparente, pero puede presentar mala colocación y tornillería floja.
- Devanado: Dependiendo de la intensidad del daño puede variar desde una apertura o falla entre espiras (bobina abierta); hasta un corto entre capas (desfloramiento) del devanado de A.T.
- Conexiones: Puntas mal soldadas, sueltas o aisladas inadecuadamente.
- Aceite: Puede presentar residuos de carbón, coloración oscura y olor a quemado.

### **d) Pruebas:**

- Relación de transformación (TTR): Puede marcar “corto circuito” o “abierto”.
- Resistencia de aislamiento (MEGGER): muestra un valor o inclusive cero.
- Rigidez dieléctrica del aceite: Muestra un valor bajo menor de 30Kv.

## **8.- Vandalismo O Daños Por Terceros.**

Esta causa se origina por terceras personas, y para tener la certeza es indispensable conocer las causas externas ya que únicamente con ello podemos clasificarlas en este grupo.

### **a) Causas Externas:**

- Impactos de piedra o bala.
- Choques a postes o retenidas.

- Objetos extraños en la red secundaria.
- Acometida fraudulentas, etc.

**b) Inspección Exterior:**

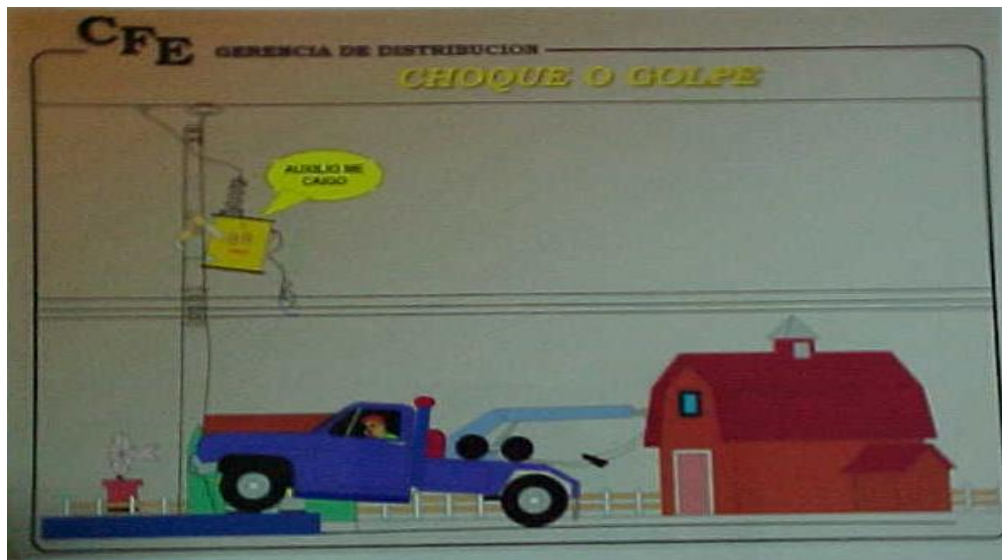
- Tanque: Puede presentar impactos de bala o no presentar daño aparente.
- Boquilla: Puede presentar boquillas quebradas o no presentar daño aparente.

**c) Inspección Interior:**

- Núcleo: No presenta daño.
- Herraje: No presenta daños aparentes.
- Devanado: Dependiendo de la intensidad del daño puede no presentar daño aparente, corto circuito en el devanado de A.T., impactos de bala o desplazamiento entre devanados.
- Aceite: Puede encontrarse con residuos de carbón, coloración oscura, olor a quemado, se aprecia mezclado con agua, emulsionado y formación de lodos.

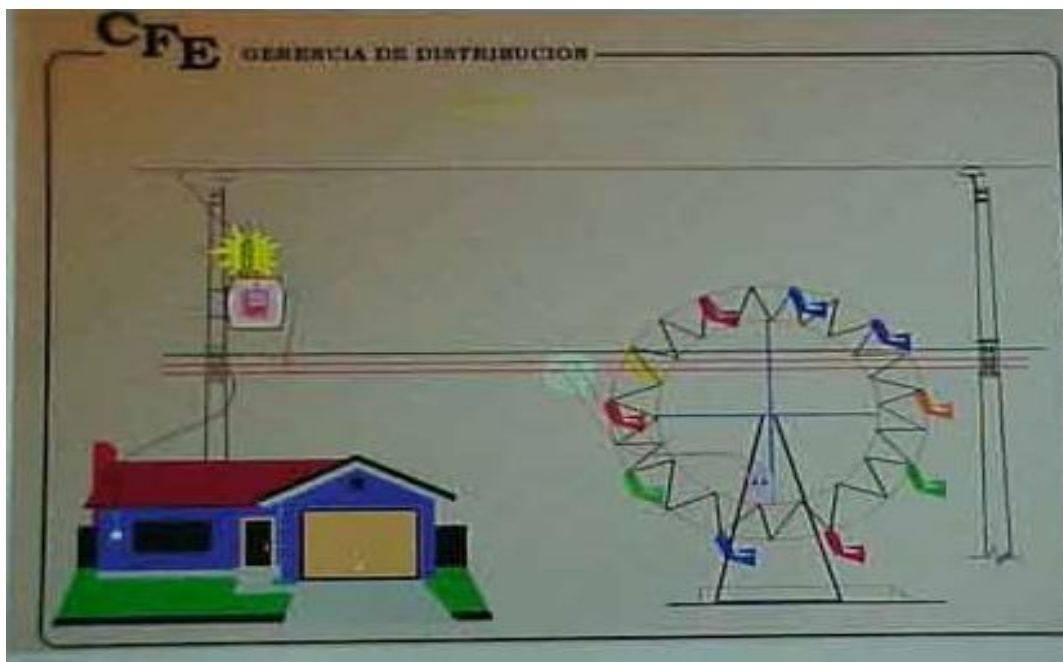
**d) Pruebas:**

- Relación de transformación (TTR): Dependiendo de la magnitud del daño puede dar relación correcta o marcar “corto circuito” o “abierto”.
- Resistencia de aislamiento (MEGGER): muestra un valor bajo.
- Rigidez dieléctrica del aceite: Muestra un valor bajo menor de 30Kv.

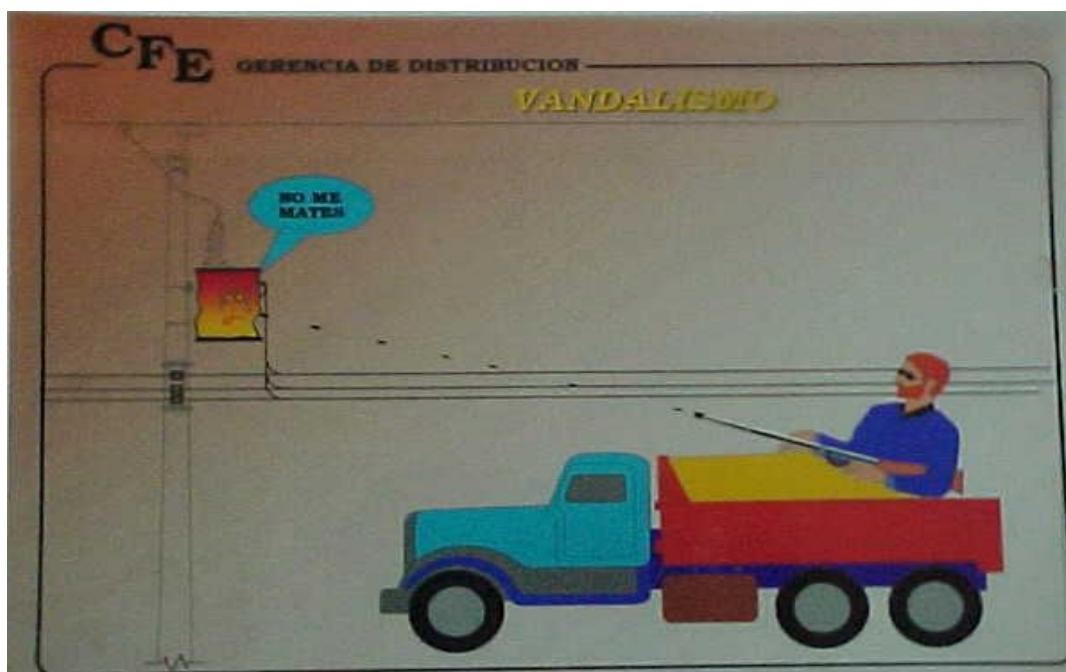


**FIGURA 3.5** Falla por choque o golpe





**FIGURA 3.6** Actos Ilícitos.



**FIGURA 3.7** Vandalismo.

## 9.- Otras Causas.

En esta causa, se registran los equipos que fallen por causas conocidas que no se pueden incluir en ninguna de las clasificaciones anteriores, siendo las más comunes:

### a) Causas Externas:

- Falla en cambiador de derivaciones.
- Falsos contactos, en partes internas del transformador.
- Poste podrido o dañado.
- Corto circuito en A.T.
- Voltaje de alimentación incorrecta.
- Corrosión por contaminación salina o ambiental.

### b) Inspección Exterior:

- Tanque: Puede presentar daños como abolladuras, aberturas, corrosiones y abombamiento.
- Boquilla: Puede presentar boquillas quebradas o no presentar daño aparente, las porcelanas contaminadas o los conectores corroídos.

### c) Inspección Interior:

- Núcleo: puede presentar residuos de carbón o laminación suelta.
- Herraje: pueden encontrarse sueltos, doblados y con residuos de carbón.
- Devanado: Puede no presentar daño aparente o tener líneas reventadas, corto circuito en el devanado de A.T. o recalentamiento de las terminales del devanado de baja tensión.
- Aceite: Puede encontrarse con residuos de carbón, coloración oscura y un olor anormal (quemado).

### d) Pruebas:

- Relación de transformación (TTR): Dependiendo de la causa, puede dar relación correcta o marcar “abierto” o “corto circuito”.
- Resistencia de aislamiento (MEGGER): muestra un valor bajo.
- Rigidez dieléctrica del aceite: Muestra un valor bajo menor de 30Kv.

Al tener el conocimiento adecuado de los diferentes tipos de falla en los transformadores de distribución podemos atacar de manera más cercana el fallo ocurrido y realizar las pruebas que se mencionan para las diferentes fallas.

### 3.6. Análisis De Datos De Campo.

En primer lugar para tener un adecuado diagnóstico del transformador de distribución y así poder determinar con mayor facilidad y de manera correcta la falla de este, se debe de contar sin duda alguna con el mayor control de información que se pueda obtener del mismo. Algunos puntos importantes dentro de su control de información son los siguientes:

- Lugar de instalación.
- Datos característicos (marca, número de serie, parámetros eléctricos, etc.).
- Comportamiento durante su operación.

Con estos datos procederemos a realizar el tipo de mantenimiento correspondiente debido a que tendremos conocimiento del comportamiento que ha tenido la unidad durante su operación



**FIGURA 3.8** Inspección a Transformador.

### Control Sistematizado.

El sistema que existe en las divisiones de CFE es de gran ayuda debido a que permite obtener información, entre otras cosas, sobre las características de los transformadores fallados en un período determinado, en ocasiones esta información se remite a un dato común (marca, capacidad, tensión y ubicación) de los transformadores que con mayor frecuencia están fallando en una área determinada.

Para que un control sistematizado funcione se requieren fuentes de información confiables y oportunas, para lo cual se necesita que en forma periódica se alimente al sistema de control con los cambios, altas y bajas del equipo que haya registrado movimiento. El control estadístico detallado de los transformadores de distribución con que cuentan las divisiones de CFE, permite obtener información necesaria para estar pendiente del comportamiento de la unidad.



**FIGURA 3.9** Sistema Integral Administración Distribución.

### 3.7. Localización De Transformadores Dañados.

En base a los datos registrados con anterioridad mediante el control sistematizado de los transformadores de distribución se pueden obtener los datos necesarios que se requieren, para que cuando se detecte alguna anomalía, en un transformador se pueda iniciar de manera inmediata el seguimiento de este equipo hasta su reparación o en el peor de los casos su baja definitiva.

Las principales causas posibles de falla que se pueden presentar son aquellas de origen externo que resulten obvias al realizar una primera inspección (como pudiera ser actos vandálicos, objetos extraños, animales, averías por descargas atmosféricas o conductores de la red secundaria en cortocircuito) en el lugar de instalación de este, sin embargo es necesario continuar con todo el procedimiento que se propone en el trabajo presente, para llevar a cabo un diagnostico exitoso del transformador de distribución.

Se recomienda que el ingeniero de distribución, responsable del área donde se detectó el transformador dañado, asigne el trabajo de reemplazo del equipo a una persona capacitada y con experiencia para que recaude toda la información solicitada en el reporte de campo y proporcione a la vez toda la información adicional que considere conveniente para así poder efectuar un dictamen apropiado de la posible falla en campo del transformador de distribución.



ZONA: _____		No. SERIE: _____	
FECHA Y CLAVE DE AVERÍA SEGUN REPORTE DE CAMPO: _____		CAP. _____ KVA. FASES _____	
MARCA: _____		VOLTAJE: _____	
No. ECO _____			
HABÍA SIDO REPARADO ANTERIORMENTE EN QUE TALLER _____		SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> EN FECHA: AÑO _____ MES _____ DÍA _____	
MARCA CORRECTA LA RELACION TTR	SI <input type="checkbox"/> U <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		
VALOR DE RESISTENCIA	BUENO <input type="checkbox"/> MALO <input type="checkbox"/>		
CAJA DAÑADA	SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		
ESTADO DE EMPAQUES	BUENO <input type="checkbox"/> MALO <input type="checkbox"/>		
FUGAS DE ACEITE	SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		
EL NIVEL DE ACEITE VIENE	NORMAL <input type="checkbox"/> BAJO <input type="checkbox"/>		
ESTADO DEL ACEITE	BUENO <input type="checkbox"/> MALO <input type="checkbox"/>		
DESCARGA INTERIOR POR BAJO NIVEL ACEITE	SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		
TERMINALES SUELTAS	SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		
DAÑO EN CAMBIADOR DE DERIVACIONES	SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		
DAÑO EN PRIMARIOS	SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		
QUE BOBINAS PRIMARIAS H1 <input type="checkbox"/> H2 <input type="checkbox"/> H3 <input type="checkbox"/>	SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		
DAÑO EN SECUNDARIOS X1 <input type="checkbox"/> X2 <input type="checkbox"/> X3 <input type="checkbox"/>	SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		
QUE BOBINAS SECUNDARIAS	SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		
DAÑO EN EL NÚCLEO	SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		
ATISLAMIENTO ENVEJECIDO	SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		
BORNAS DAÑADAS	SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		
CAUSA DE LA FALLA:		<input type="checkbox"/> PROTECCIÓN INADECUADA <input type="checkbox"/> DEFECTO DE REPARACIÓN <input type="checkbox"/> HERMETICIDAD DEFECTUOSA <input type="checkbox"/> DEFECTO DE FABRICACIÓN <input type="checkbox"/> IMPULSO POR RAYO O SWITCHED <input type="checkbox"/> VANDALISMO <input type="checkbox"/> CORTO CIRCUITO SEC. <input type="checkbox"/> SOBRECARGA <input type="checkbox"/> OTRAS (INDICARLAS): _____	
REPARACIÓN QUE SE EJECUTARÁ: MAYOR <input type="checkbox"/> MANTENIMIENTO <input type="checkbox"/>			
OBSERVACIONES: _____			
ELABORO	FECHA	VERIFICO	

**FIGURA 3.10** Formato de Reporte de campo a Transformador Dañado

## Recepción De Transformadores De Distribución.

Generalmente en comisión federal de electricidad se tiene establecido lo que se debe hacer si un transformador se encuentra en malas condiciones operativas, por lo que en la zona de distribución se realizan distintos tipos de pruebas, para observar el comportamiento de la máquina, hago mención de que el personal que realiza los tipos de pruebas necesarias está capacitado de tal forma que pueda denominar si el transformador se encuentra en correcto estado.

Los transformadores nuevos o reparados, se someten a pruebas de recepción en la fábrica o en el taller por el laboratorio de comisión (norma nom-j-169), para garantizar la confiabilidad de los mismos; sin embargo durante el transporte o almacenamiento están sujetos a daños por lo que se requiere efectuar pruebas locales de recepción antes de ponerlos en servicio.

A fin de unificar criterios de aplicación a nivel nacional se ha procedido a la normalización en los términos que establece este procedimiento de los métodos de prueba locales para la recepción y puesta en servicio de transformadores de distribución.

La idea fundamental que tiene CFE consiste en establecer las pruebas locales de recepción de transformadores de distribución adquiridos o cedidos a la empresa, nuevos o reparados, con el fin de disminuir el número de transformadores dañados en operación.

Aplicando las siguientes normas para transformadores de distribución.

- CFE K0000-01-1986
- CFE K0000-02-1979
- CFE K0000-03-1986 EVALUACIÓN Y PENALIZACIÓN DE VALORES DE GARANTÍA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.
- CFE K0000-04-1988 TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS TIPO PEDESTAL PARA DISTRIBUCIÓN RESIDENCIAL SUBTERRÁNEA.
- CFE K0000-05-1986 TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS TIPO SUMERGIBLE PARA DISTRIBUCIÓN COMERCIAL SUBTERRÁNEA.
- CFE K0000-07-1988 TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS TIPO PEDESTAL PARA DISTRIBUCIÓN COMERCIAL SUBTERRÁNEA.
- CFE K0000-08-1987 TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS TIPO PEDESTAL PARA DISTRIBUCIÓN RESIDENCIAL SUBTERRÁNEA.
- CFE K0000-1 L-1988 PEQUEÑOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN TIPO POSTE (3 KVA)
- NOM-J-120-1970 DETERMINACIÓN DE LA RIGIDEZ DIELECTRICA DE MATERIALES AISLANTES.
- NOM-J-123-1977 ACEITE NO INHIBIDO PARA TRANSFORMADORES.
- NOM-J-169-1979 MÉTODOS DE PRUEBA PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y POTENCIA.

### **3.8. Supervisión Y Recepción De Transformadores.**

#### **Supervisión de la fabricación.**

Los transformadores de distribución durante su fabricación y a la terminación de la misma deben pasar pruebas de prototipo y de aceptación que son supervisadas y efectuadas por el laboratorio de la comisión como lo indican las normas correspondientes:

**(CFE k0000-01 CFE k0000-02, CFE k0000-03, CFE k0000-04CFE k0000-05, CFE k0000-07, CFE k0000-08 y CFE k0000-11).**

Los transformadores aprobados quedan amparados por un certificado de aceptación emitido por el propio laboratorio en la comisión.

#### **Recepción De Los Transformadores.**

Los transformadores aprobados, que cuentan con el certificado de aceptación del laboratorio de la comisión tienen tres alternativas de recepción y utilización:

- a) Por particulares.
- b) Por contratistas o fraccionadores (terceros) cedidos a comisión.

c) Adquiridos y utilizados por la comisión.

### **Transformadores Adquiridos Por Particulares.**

Los transformadores adquiridos y utilizados por particulares tienen relación con la comisión debido a que son conectados a sus líneas y, por consiguiente, deben cumplir con lo establecido en este procedimiento previamente a su conexión.

### **Transformadores Suministrados Por Terceros.**

Los transformadores adquiridos por terceros para instalarse en redes de fraccionamientos o instalaciones cedidas a la comisión, se entregan en las zonas de distribución para ser sometidos a las pruebas locales de recepción. Como requisito previo a su recepción se requiere la presentación del certificado de aceptación del laboratorio de la comisión.

Los datos de las pruebas locales se asientan en el formato denominado “protocolo de pruebas de recepción de transformadores de distribución”. En caso de que el resultado de las pruebas sea positivo se le asigna un número económico a cada transformador a fin de integrarlo al inventario de transformadores de distribución de la zona correspondiente, y se le entrega al tercero para su instalación. En caso de que los resultados de las pruebas locales de recepción sean negativos, se le regresan los transformadores al tercero, con una copia del protocolo de pruebas.

### **Transformadores Adquiridos Por Comisión Federal De Electricidad.**

Los transformadores que adquiere la comisión se reciben en los almacenes divisionales y estos los distribuyen a los almacenes de zona; de aquí son retirados por el personal de distribución a fin de probarlos. En el caso de resultados positivos de las pruebas, se les asigna número económico, se formula el documento fuente del inventario de transformadores para darlos de alta, se depositan en el patio de distribución quedando en calidad de disponibles para su instalación.

A fin de identificar en forma rápida los transformadores disponibles, se le coloca una tarjeta metálica color verde a cada uno.

En el caso de transformadores no aceptados, se les coloca una tarjeta roja, formulándose una comunicación al fabricante, marcando copia a la gerencia de distribución y a la del laboratorio de la comisión, para que determinen si se reparan localmente o se envían a la fábrica; en este último caso el trámite se realiza a través del almacén divisional.

### **Transformadores Dañados.**

Los transformadores de distribución ya sean recibidos de terceros o adquiridos por la comisión después de un lapso variable de estar instalados, se dañan, ya sea



por el fin de su vida útil o por otras causas que aceleran su envejecimiento como las sobrecargas, o destruyan sus características de operación como las descargas atmosféricas, entrada de humedad, etc.

Al dañarse un equipo se retira de operación y se sustituye con otro. El equipo retirado se deposita en el taller eléctrico o patio de distribución. En el curso del mes en que se dañó se formula el documento fuente el inventario de transformadores para reportar el cambio de estado de instalado a dañado.

También en el mismo mes se revisa el conjunto núcleo-bobinas para determinar la causa del daño a fin de formular el reporte del transformador dañado. Los equipos dañados se depositan en el patio de distribución y se les coloca una tarjeta metálica color rojo, para su identificación.

### **Recepción De Transformadores Reparados.**

Los transformadores dañados, se envían a reparar a los talleres que tengan contrato para este servicio con la comisión; se formula el documento fuente del inventario de transformadores para reportar el cambio del estado de dañado en reparación.

Ya reparados los entrega el taller en el patio de distribución para efectuar las pruebas locales de recepción establecidas en el protocolo de pruebas a transformadores de distribución, **Fig. 3.27**.

NOTA:

En el caso de que los resultados de las pruebas sean negativa no se regresan al taller.

Si los resultados de las pruebas son positivas, se les coloca a los transformadores una tarjeta metálica color verde para identificación como disponibles. Se formula el documento fuente del inventario de transformadores para reportar el cambio de estado de los equipo de reparación a disponible, con una clave que lo identifica como transformador reparado.

### **Transformadores De Respaldo.**

El conjunto de transformadores integrado por los disponibles (en buen estado), y dañados, que se localizan en el patio de distribución, así como por los equipos que están en los talleres en proceso de reparación se denomina “transformadores no instalados” o de “respaldo” y son los transformadores que el área operativa requiere para atender oportunamente la reposición de transformadores dañados, las ampliaciones de servicio, etc.

Estos transformadores de respaldo deben estar física y contablemente fuera del almacén, pero debidamente controlados en el inventario de transformadores de distribución y bajo la responsabilidad de la superintendencia de distribución.

La cantidad adecuada de los transformadores de respaldo es la capacidad en KVA de dañados más el incremento por crecimiento vertical y horizontal de las instalaciones, incluyendo electrificación rural, para cada ejercicio anual.

### **3.9. Análisis De Transformadores En El Patio De Distribución.**

Como todo equipo eléctrico los transformadores están expuestos a dañarse por diferentes causas o motivos; cuando se daña un transformador en el campo no se tienen, normalmente, todos los medios necesarios para determinar el origen de la falla, por lo que se hace necesario que estos equipos sean analizados en el patio de distribución donde se podrán revisar detalladamente los daños sufridos por el equipo.

Además de contar con una estadística cada vez más completa y verídica se hace necesario registrar la información que se pueda obtener, del transformador dañado en él y asociarlo con el reporte de las condiciones del área al ocurrir el daño.

Se deberán anotar en formato o tarjeta las características principales del equipo a reparar, como son: zona a la que pertenece, número económico, marca, número de serie, capacidad (KVA), tensión de operación, número de fases, etc.

Se deberá revisar fundamentalmente el estado del tanque, observando pintura, abombamiento, golpes, oxidación y fugas de aceite. Se revisarán también el estado de las boquillas y conectores, que no vengán perforados, quebrados, sucios o que falte alguno de ellos.

Se deberá revisar el estado que guardan los empaques, nivel y estado del aceite, así como puntas o conexiones internas sueltas y el estado del cambiador de derivaciones. Al finalizar se procederá a efectuar las pruebas eléctricas para verificar el daño. Salvo que el equipo presente una falla franca en su totalidad.

Dentro de CFE existen normas de seguridad que deben cumplirse como marca la ley federal del trabajo, de esta manera podemos concluir que es obligatorio cumplir con las reglas establecidas, de lo contrario se tomarán medidas drásticas como sanciones.

Aun teniendo el amplio conocimiento para realizar pruebas eléctricas a los transformadores hago mención que en la actualidad las normas de seguridad están siendo muy estrictas, debido a que el propósito de esta se basa principalmente en el cuidado del trabajador. Por tal motivo es un acto obligatorio portar la vestimenta adecuada para realizar cualquier tipo de maniobra.

### **Recomendaciones Generales Para Realizar Pruebas Eléctricas Al Equipo Primario.**

- a) Durante las pruebas deben tomarse todas las medidas de seguridad personal y para el equipo de acuerdo a lo indicado en el “Reglamento de Seguridad e Higiene en el Trabajo CFE” capítulo 100 y lo aplicable del capítulo 800.

- b) Para equipos en operación, con base en los programas de mantenimiento, tramitar los registros y licencias correspondientes de acuerdo a las Reglas de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional vigente.
- c) Tener la seguridad de que el equipo a probar no este energizado. Verificando la apertura física de interruptores y/o cuchillas seccionadoras.
- d) El tanque o estructura del equipo a probar, debe estar aterrizado.
- e) Verificar que las condiciones climatológicas sean adecuadas y no afecten los resultados de las pruebas que se van a realizar.
- f) Aterrizar el equipo a probar por 10 minutos aproximadamente para eliminar cargas capacitivas que puedan afectar a la prueba y por seguridad personal.
- g) Desconectar de la línea o barra, las terminales del equipo a probar.
- h) En todos los casos, ya sea equipo nuevo, reparado o en operación, las pruebas que se realicen siempre deben estar precedidas de actividades de inspección o diagnóstico.
- i) Preparar los recursos de prueba indispensables como son: Equipos, Herramientas, Probetas, Mesas de prueba, etc.
- j) Delimitar el área de trabajo para evitar el paso de personas ajenas a la prueba; procurando se tengan fuentes accesibles y apropiadas de energía.
- k) Comprobar que las terminales de prueba están en buenas condiciones y que sean las apropiadas.
- l) Verificar y en su caso eliminar cualquier interferencia que pudiera afectar los valores de prueba, humedad, polvo, inducción electromagnética, etc.
- m) No aplicar tensiones de prueba, superiores a la tensión nominal del equipo a probar.
- n) Anotar o capturar las lecturas de la prueba con todos aquellos datos que requiere el formato correspondiente (multiplicadores, condiciones climatológicas, etc.).
- o) Al terminar la prueba poner fuera de servicio el equipo de prueba y aterrizar nuevamente el equipo probado.
- p) Verificar antes de devolver la licencia que todas las conexiones y condiciones operativas del equipo han sido restablecidas.

Teniendo en cuenta lo establecido con las normas de seguridad al momento de realizar cualquier tipo de maniobra en los transformadores, hago mención que debemos tener el conocimiento adecuado del [CAPITULO 100](#) y de las Reglas de Despacho y Operación Del Sistema Eléctrico Nacional ([REDOSEN](#)), las cuales son fundamentales para realizar cualquier tipo de actividad que se relacione con el sector eléctrico, así mismo gestionar la licencia para poder hacer el tipo de maniobra correspondiente.

### **3.10. Pruebas Eléctricas.**

Después de haber revisado el equipo se llenará un informe del estado en que se encuentra el mismo. Finalmente con los valores de prueba obtenidos y la observación física del equipo se procederá a diagnosticar la causa de falla ordenándose el tipo de reparación que se realizará.

Generalmente sabemos que existen abundantes pruebas para realizar a los transformadores pero las pruebas que a continuación se mencionan son las mínimas necesarias para poder saber en qué condiciones se encuentra nuestro transformador de distribución.

Las pruebas que se analizaran son las siguientes:

- a. Prueba De Rigidez Dieléctrica Del Aceite.
- b. Prueba De Resistencia De Aislamiento.
- c. Prueba De Relación De Transformación.

### **Prueba De Rigidez Dieléctrica Del Aceite Del Transformador**

Esta prueba al aceite es una de las más frecuentes, ya que al conocer la tensión de ruptura que un aceite soporta es mucho más valioso, además, esta prueba revela cualitativamente la resistencia instantánea de la muestra del aceite al paso de la corriente y el grado de humedad, suciedad y sólidos conductores en suspensión.

Como es sabido en los transformadores sumergidos en aceite, éste hace dos funciones: de refrigerante y de aislante.

En cuanto a la función de aislante, es necesario determinar la rigidez dieléctrica del aceite, para lo cual se emplea un equipo probador que se le conoce como probeta y que en cuyo interior tiene dos electrodos calibrados, a los cuales se les aplica un potencial variable que provoca que al llegar a cierto valor dicho potencial se rompa el dieléctrico del aceite y se registre dicho valor de tensión aplicada.

La prueba se puede realizar con electrodos planos o semiesféricos y cuyo diámetro y separación esta normalizado de acuerdo al tipo de prueba.

Para electrodos semiesféricos la separación es de 1.016 mm y para planos de 2.54 mm

Los electrodos y la probeta deben limpiarse perfectamente de preferencia enjuagándolos con gasolina o algún solvente adecuado libre de toda humedad. El aceite se debe tomar de la parte inferior del transformador (ya que es la parte donde posiblemente tenga mayor número de impurezas el mismo).

La evaporación de la gasolina de los electrodos puede enfriarlos lo suficiente para que haya una condensación de humedad en la superficie. Por esta razón después del enjuague final con gasolina, la copa debe llenarse inmediatamente con el aceite a probar.

La temperatura de la copa de prueba y del aceite cuando se esté probando debe ser igual a la del ambiente, a fin de reducir al mínimo la absorción de humedad.

La temperatura ambiente no debe ser menor de 20°C

## ELABORACIÓN DE LA PRUEBA.

1. Cerciórese que el control gradual de potencial esté en cero.
2. Calibre los electrodos del probador a 2.5 mm. (0.1 pulg.).
3. Conecte el probador a una fuente de alimentación de C.A. de 127 Volts.
4. Limpie perfectamente la probeta y electrodos como se menciona anteriormente.
5. Tome una muestra de aceite de la parte inferior del transformador y déjela en la probeta tres minutos hasta que esté en completo reposo y sin burbujas (debe tenerse cuidado que el aceite cubra los electrodos).
6. Tape la probeta con el cristal protector para mayor seguridad.
7. Mediante el control gradual de voltaje aplique tensión a razón de 3 Kv por segundo, aproximadamente hasta lograr la ruptura del dieléctrico, registre la lectura correspondiente a la cual se rompió el dieléctrico.
8. Deje reposar mínimo durante un minuto el aceite y aplique nuevamente potencial, repitiendo la operación anterior, registre nuevamente la lectura a que se rompió el dieléctrico.
9. Repita una vez la operación del punto H.
10. Registre la temperatura ambiente del lugar donde se esté haciendo la prueba.
11. Vacíe sus resultados obtenidos en el formato correspondiente.
12. Calcule el valor promedio de tensión a que rompió el dieléctrico (ese promedio será representativo para esa primera muestra).
13. Repita para otras dos muestras más el proceso de los puntos 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 y 12.
14. El promedio de cada muestra es válido siempre que ninguna prueba sea diferente en más de 5 Kv., si existe una variación mayor deberán efectuarse más pruebas con nuevas muestras.
15. Calcule el promedio total con la base del promedio de cada una de las tres muestras (ese promedio será el representativo de todo el aceite sujeto a prueba) y si el valor es 25 Kv (mínimo), nos indicará que es de aceptarse su condición y por lo tanto se usará.



**FIGURA 3.11** Muestra de Aceite.



**FIGURA 3.12** Probador de rigidez dieléctrica

## Prueba De Resistencia De Aislamiento.

La medición de la resistencia de aislamiento sirve para determinar el estado en que se encuentran los aislamientos, y con base en esto decidir si están en condiciones de soportar los esfuerzos dieléctricos originados al aplicar tensiones en prueba o trabajo.

El obtener valores bajos no indica en forma decisiva que el aislamiento sea deficiente, (en su diseño) sino que hay suciedad o humedad en los aislamientos y por ende limita la operación correcta del equipo.

La medición de la resistencia de aislamiento se efectúa con un aparato medidor de resistencia de aislamiento, conocido comúnmente como “Megger”, que consta básicamente de una fuente de C.D. y un indicador de Megohms. La capacidad de la fuente de C.D. generalmente es baja, ya que la finalidad es ver el estado en que se encuentra un aislamiento; es decir, esta es una prueba indicativa no destructiva, de tal forma que si un aislamiento está débil no lo agrave.

### ELABORACIÓN DE LA PRUEBA

Transformador monofásico

Prolec-ge 10KVA 13200/110-220v



**FIGURA 3.13** Transformador de Distribución Dañado por Sobrecarga



**FIGURA 3.14** Megger Para Prueba de Aislamiento

MEGGER MODELO: MIT520/2

1. Primeramente debemos observar y respetar las siguientes condiciones:
  - a) El transformador debe estar desconectado de cualquier circuito.
  - b) El Megger debe colocarse sobre una base firme y nivelada. Es muy conveniente, prevenir grandes masas de hierro y campos magnéticos en la vecindad del aparato, ya que esto puede ser causa de lecturas incorrectas.

- c) Tomar en cuenta que la terminal de prueba de línea principalmente, se encuentra en buen estado su forro para prevenir posibles fallas en la prueba y por seguridad del personal que la efectúe.
- 2. Las resistencias de aislamiento a determinar en el transformador son:
- 3. Pruebas se realizan a mayor de 20° y no mayor a 75|°
- a) B.T. - TIERRA
- b) A.T. - TIERRA
- c) A.T. - B.T.

**a) Prueba B.T- TIERRA.**

1.- Teniendo el MEGGER primeramente debemos conectar las puntas, positivo negativo y general. Color rojo para positivo negro para el negativo y azul para el general también conocido como guarda.



**FIGURA 3.15** Conexión de las puntas

2.- Enseguida procedemos a cortocircuitar las boquillas de alta tensión (H) con alambre de cobre.



**FIGURA 3.16** Boquillas de A.T.  
Cortocircuitadas



3.- Posteriormente cortocircuitamos las boquillas de baja tensión (X) con alambre de cobre.



**FIGURA 3.17** Boquillas de B.T.  
Cortocircuitadas

4.- Antes de iniciar con la prueba se observan las condiciones iniciales de humedad y temperatura.

5.- Dando inicio con las conexiones colocamos la terminal positiva del MEGGER a la boquilla de baja tensión (X).



**FIGURA 3.18** Conexión del Megger a la  
Boquilla de B.T

6.- Colocamos la terminal azul del MEGGER a la boquilla de alta tensión (H)



**FIGURA 3.19** Conexión del Megger a la  
Boquilla de A.T.



7.- Posteriormente conectamos la terminal negativa (negro) a tierra.



**FIGURA 3.20** Terminal Negativa del Megger a Tierra

8.- Se enciende el MEGGER y se espera a que se calibre. Enseguida determinamos el valor del voltaje a 500 volts. Iniciamos la prueba presionando el botón de prueba.

9.- Posteriormente se toma lectura a los siguientes tiempos: 15, 30, 45, 60 segundos y enseguida cada minuto hasta llegar a los 10 minutos.

10.- Por último se registran los resultados.

#### **b) PRUEBA A.T. – TIERRA**

1.- Con las boquillas de alta tensión (H) y baja tensión (X) procedemos a modificar las conexiones.

2.- Primero conectamos el cable positivo color rojo del MEGGER a las boquillas de alta tensión (H).

3.- Enseguida se realiza la conexión del cable azul del MEGGER en la boquilla de baja tensión.

4.- Conectamos el cable negativo color negro del MEGGER a tierra.

5.- Se enciende el MEGGER y se espera a que se calibre. Enseguida determinamos el valor del voltaje a 2500 volts. Iniciamos la prueba presionando el botón de prueba.

6.- Posteriormente se toma lectura a los siguientes tiempos: 15, 30, 45, 60 segundos y enseguida cada minuto hasta llegar a los 10 minutos.

7.- Por último se registran los resultados.

### c) PRUEBA A.T.-B.T.

- 1.- Con las boquillas de alta tensión (H) y baja tensión (X) procedemos a modificar las conexiones.
- 2.- Primero conectamos el cable positivo color rojo del MEGGER a las boquillas de alta tensión (H).
- 3.- Enseguida se realiza la conexión del cable azul del MEGGER a tierra
- 4.- Conectamos el cable negativo color negro del MEGGER las boquillas de baja tensión (X).
- 5.- Se enciende el MEGGER y se espera a que se calibre. Enseguida determinamos el valor del voltaje a 2500 volts. Iniciamos la prueba presionando el botón de prueba.
- 6.- Posteriormente se toma lectura a los siguientes tiempos: 15, 30, 45, 60 segundos y enseguida cada minuto hasta llegar a los 10 minutos.
- 7.- Por último se registran los resultados.

### Prueba De Relación De Transformación

La relación de transformación se define como la relación de vueltas o de voltajes del primario al secundario, o la relación de corrientes del secundario a primario en los transformadores. Mediante la aplicación de esta prueba se pueden detectar cortocircuito entre espiras, falsos contactos o circuitos abiertos, etc.

#### ELABORACIÓN DE LA PRUEBA

Transformador monofásico  
Prolec-ge 10KVA 13200/110-220v



**FIGURA 3.21** DTR para prueba de Relación de Transformación.



**FIGURA 3.13**

DTR MARCA: AEMC MODELO: 8500

1.- Antes de realizar la prueba correspondiente es de suma importancia realizar las pruebas eléctricas con el transformador desenergizado.

2.- Dando inicio con la elaboración de la prueba primeramente colocamos las puntas de prueba (H) del DTR en las boquillas de alta tensión.



**FIGURA 3.22** *Conexión de las puntas del DTR en Boquillas de A.T.*

3.- Posteriormente se colocan las puntas de prueba (X) del DTR en las boquillas X1 y X3 de baja tensión.



**FIGURA 3.23** *Calibración Automática.*

4.- Colocamos la perilla del cambiador de derivaciones (TAP) en el número 1.



**FIGURA 3.24** *Cambiador de Derivaciones*

5.- Encendemos nuestro aparato de medición DTR y esperamos a que se calibre.



**FIGURA 3.25** Conexión de las puntas del DTR en Boquillas de B.T.

6.- Cuando en la pantalla de nuestro aparato aparezca “test mode ready” iniciamos la prueba presionando el botón de prueba. Botón rojo del DTR. Y esperamos a que nos proporcione el resultado.

7.- Posteriormente se repite la prueba únicamente girando la perilla del cambiador de derivaciones y posicionándolos en el 2, 3, 4 y 5. Y comparamos los valores.

Una vez realizada las pruebas procedemos a llenar el formato del protocolo de pruebas de recepción.

### **Prueba De Hermeticidad**

**Propósito:** Verificar la hermeticidad del transformador para evitar la entrada de humedad y las fugas de aceite.

Al igual que las pruebas de resistencia, la temperatura del transformador deberá ser estable, antes de iniciar la prueba, así también los transformadores deberán contar con una provisión para la instalación de un manómetro y de una válvula de entrada de aire seco o nitrógeno, siendo estos gases recomendados para la prueba.

Se dejará entrar aire o nitrógeno, hasta que manómetro indique la presión requerida de acuerdo al tipo de transformador de que se trate, es recomendable el uso de manómetros, que permitan una fácil lectura, de preferencia en el 1/3 medio de su escala.

Una vez hecho esto se tomará la temperatura del ambiente lo más cerca al tanque del transformador, para hacer la verificación correspondiente al final del tiempo de duración de esta prueba.

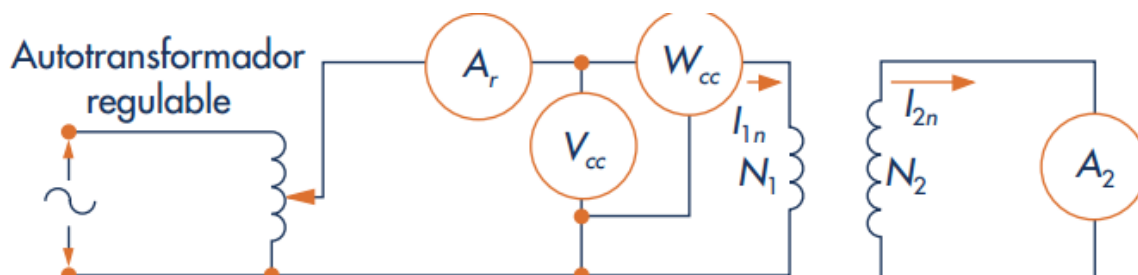
Como prueba complementaria se le deja conectado un manómetro durante veinticuatro horas para comprobar que la presión se mantiene constante. En caso de localizar alguna fuga, no energice este equipo procediendo a dar aviso al fabricante, al laboratorio de C.F.E. y a la subgerencia de distribución.

### Prueba De Cortocircuito.

**Propósito:** Esta prueba sirve para determinar:

- Pérdidas en los bobinados.
- Pérdidas de voltaje en el secundario cuando el transformador está funcionando nominalmente.
- Impedancia del transformador principalmente.

En la prueba de cortocircuito, conseguimos las intensidades nominales en las dos bobinas, aplicando una pequeña tensión al primario y cortocircuitando el secundario con un amperímetro como se muestra en la siguiente figura.



**FIGURA 3.26** Prueba en cortocircuito de un transformador.

Procedimiento para la elaboración de la prueba.

Con un autotransformador regulable y comenzando desde cero, aplicamos progresivamente un voltaje que se incrementara poco a poco hasta conseguir las intensidades nominales en los dos bobinados.

La tensión aplicada, una vez alcanzada la intensidad nominal en el secundario, recibe el nombre de tensión de cortocircuito (U<sub>cc</sub>). Esta tensión supone un valor bajo con respecto a la tensión nominal aplicada al transformador cuando está en carga.

En la práctica la U<sub>cc</sub> se da en valores porcentuales que oscila entre un 4 y 10 por ciento de la tensión nominal U<sub>1n</sub>. En transformadores de distribución, la tensión nominal se representa con la letra u minúscula seguida de cc que indica el valor de cortocircuito.

$$u_{cc} = U_{cc} \cdot \frac{100}{U_{1n}} \text{ (en \%)}$$

Con los valores nominales de corriente en ambos bobinados se mide el valor del voltaje en el primario (Ecc) y se determina la impedancia del transformador utilizando la siguiente fórmula:

$$\text{Imp} = \text{Ecc} \times 100 / \text{E1} (\%)$$

Donde:

- Imp = Impedancia del transformador en %.
- Ecc = Voltaje o tensión de cortocircuito.
- E1 = Voltaje primario nominal.

El valor de la impedancia del transformador (Imp) debe tomarse en cuenta a la hora de realizar acoples para que no existan desbalances a la hora de aplicarle carga al banco de transformadores. También indica la eficiencia y calidad del transformador, ya que mientras más alto es el valor de la impedancia, mayores serán sus pérdidas.

Debemos tener en cuenta que para la elaboración en cortocircuito, como las intensidades son nominales, se producen perdidas en el cobre por efecto joule similares a las que se dan cuando el transformador esta en carga, se diferencian en el rendimiento cuando el índice de carga es menor que la unidad.

Las pérdidas en el cobre se calculan con la siguiente formula.

$$P_{cu} = R_1 \cdot I_{1n}^2 + R_2 \cdot I_{2n}^2$$

Las pérdidas en cortocircuito se pueden determinar directamente con el vatímetro conectado del lado primario, que corresponde a la potencia de cortocircuito (Pcc) como se muestra en la figura 3.26

$$P_{cc} = P_{cu}$$

Los valores de la resistencia (Rcc), de la inductancia (Xcc), y de la impedancia (Zcc) de los circuitos en las pruebas de cortocircuito se obtienen mediante:

$$\text{Resistencia. } R_{cc} = R_1 + R'_2$$

$$\text{Inductancia. } X_{cc} = X_{d1} + X'_{d2}$$

$$\text{Impedancia. } Z_{cc} = \sqrt{R_{cc}^2 + X_{cc}^2}$$

### 3.10.1. Pruebas Locales De Recepción.

Todas las pruebas deben cumplir con lo establecido en las normas **NOM-J120, NOM-J123 Y NOM-J169**; los resultados se deben registrar en el formato de la **Fig.**

### 3.25; Protocolo de pruebas locales de recepción de transformadores de distribución”.

Es de suma importancia saber que existen abundantes pruebas eléctricas para realizar a los transformadores, por lo general los transformadores de potencial son aquellos que necesitan mayores pruebas pero debemos tener en cuenta que para los transformadores de distribución se aplican las pruebas más básicas, las cuales se basan en resistencia de aislamiento, relación de transformación y rigidez dieléctrica.

ZONA _____ (Zona de Distribución)			NUM. ECON. _____ (Número del sistema de inventario)		
MARCA _____ (marca de fabricante)		SERIE _____ (No. de serie del transformador)		CAPACIDAD _____ KVA	
TENSIONES: ALTA TENSION _____ V. BAJA TENSION _____ V.			No. DE FASES _____ (Fases de alimentación igual a número de boquillas directo)		
FECHA: _____ (Fecha en que se efectuaron las pruebas)					

1.- PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE:					NOTAS: PRUEBA No. 1 DEJARLA REPOSAR 5 min. PRUEBA No. 2 DEJARLA REPOSAR 1 min. VALOR MIN. ACEPTABLE 25 KV/ Con electrodos semiésfericos según norma NOM J-120.
COPA No.	TEMP. - °C	PRUEBA DE RUPTURA KV		PROMEDIO)	
		1	2	1y2	

2.- PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION (La diferencia en porciento debe estar entre ± 0.5%)								
DERIVACION	TENSION PRIMARIA	RELACION CALCULADA	F A S E A		F A S E B		F A S E C	
			LECTURA	DIFERENCIA % 5= 100(4/3- 1)	LECTURA	DIFERENCIA % 7= 100(6/3- 1)	LECTURA	DIFERENCIA % 9= 100(8/3- 1)
1	2	3	4	5	6	7	8	9

TENSION SECUNDARIA FASE - NEUTRO =			VALORES MIN. VALORES MINIMOS A 20°C	
3.- PRUEBA DE AISLAMIENTO DE LOS DEVANADOS	ENTRE	MΩ	TEMP = °C	
	PRIMARIO - SECUNDARIO	MECIDOS (1) CORREGIDOS (2)		
	PRIMARIO - TANQUE			
	SECUNDARIO - TANQUE			
			TENSION (KV)	MΩ
			6.6	1000
			13.2	1500
			23	20000
			34.5	2500

4. PRUEBA A TENSION NOMINAL:		
TENSION SECUNDARIA	A - N = - - - V	B - N = - - V      C - N = - - - V
Cumple con la norma NOM J-1 69:      SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		

5.- PRUEBA DE HERMETICIDAD:		7.- DICTAMEN Con base en los resultados de las pruebas el transformador se:
• El transformador en posición horizontal durante 8 h como mínimo. cumple con los valores establecidos: SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> • Se aplica una presión de 5 kPa (0.5 kg/cm <sup>2</sup> ) durante 3 h como mínimo cumple con los valores establecidos: SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		
6.- INSPECCION VISUAL		Probo por la Comisión  _____ Nombre y Firma
Cumple con los enteros establecidos: SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		
• BOQUILLAS DE ALTA TENSION <input type="checkbox"/>		
• BOQUILLAS DE BAJA TENSION <input type="checkbox"/>		
• CONECTORES <input type="checkbox"/>		
• PINTURA EXTERIOR <input type="checkbox"/>		
• CODIFICACION <input type="checkbox"/>		

FIGURA 3.27 Formato del Protocolo de Pruebas Locales de Recepción

### 3.11. Puesta En Servicio De Los Transformadores.

Se requiere que cada uno de los transformadores de distribución que se ponga en servicio, haya tenido resultados positivos en las pruebas locales de recepción, aplicadas como máximo seis meses antes de su puesta en operación.

Al instalar los transformadores previamente probados, se toman los datos de tensión y corriente en el lado secundario, a fin de verificar que la carga no sea mayor a la capacidad nominal del transformador. Como referencia, en la **Fig. 3.28** se muestra un formato que contiene los datos de la puesta en servicio.

En el lapso del mismo mes de la instalación, se formula el documento fuente del inventario de transformadores para reportar el cambio de estado de disponible a instalado.

NOTA: En caso de que los valores de servicio no sean los nominales, el transformador se debe retirar.

DIVISION _____	
ZONA _____	POBLACION _____
NUM. BANCO _____	NUM. TRANSFORMADOR _____
FECHA _____	CAPACIDAD _____ kVA
TENSION EN EL SECUNDARIO EN VOLTS	
AN _____	
BN _____	
CN _____	
CORRIENTE EN EL SECUNDARIO EN AMPERE	
IA _____	
IB _____	
IC _____	
CARGA DEL TRANSFORMADOR	
CARGA = _____ + _____ = _____ VA	
( IAXAN ) ( IBXBN ) ( ICXCN )	
CARGA = _____ WA	

**FIGURA 3.28** Datos de Puesta en Servicio de Transformadores de Distribución.



## **4. Resultados y Conclusiones**

### **4.1. Resultados.**

Cuando mencionamos un fallo por sobrecarga es importante no confundir con un corto circuito en secundario o acometida lejana, dado que este daño es causado exclusivamente por un aumento anormal de la carga.

El análisis que se elaboró al Transformador monofásico de la marca Prolec-ge 10KVA 13200/110-220v fue debido a que en la zona de San Cristóbal ocurrió la falla de un transformador por motivo de sobrecarga, teniendo que tomar las medidas necesarias para cerciorarse de las condiciones que se pudieran observar en el transformador.

Por lo que posteriormente se le elaboraron las pruebas necesarias al transformador averiado, para determinar si aún este se encontraba en condiciones para seguir suministrando energía eléctrica.

Al momento en el que los técnicos realizaron las pruebas ya antes mencionada en el desarrollo de este documento, pudieron determinar que el transformador ya no se encontraba en condiciones para seguir operando, debido a que con los resultados obtenidos en la pruebas se pudo cerciorar que ya no se encontraba en un adecuado estado.

Para finalizar, el transformador dañado tuvo que reemplazarse por una nueva unidad por motivo de que no cumplía con las condiciones normales de operación tras haber sido dañado por un aumento anormal de carga. Hago mención que las condiciones normales de operación de una unidad como esta se basa en sus correctos aislamientos, buena relación de transformación, buen estado del líquido aislante (hermeticidad) y una inspección externa e interna en la máquina.

### **4.2. Conclusiones.**

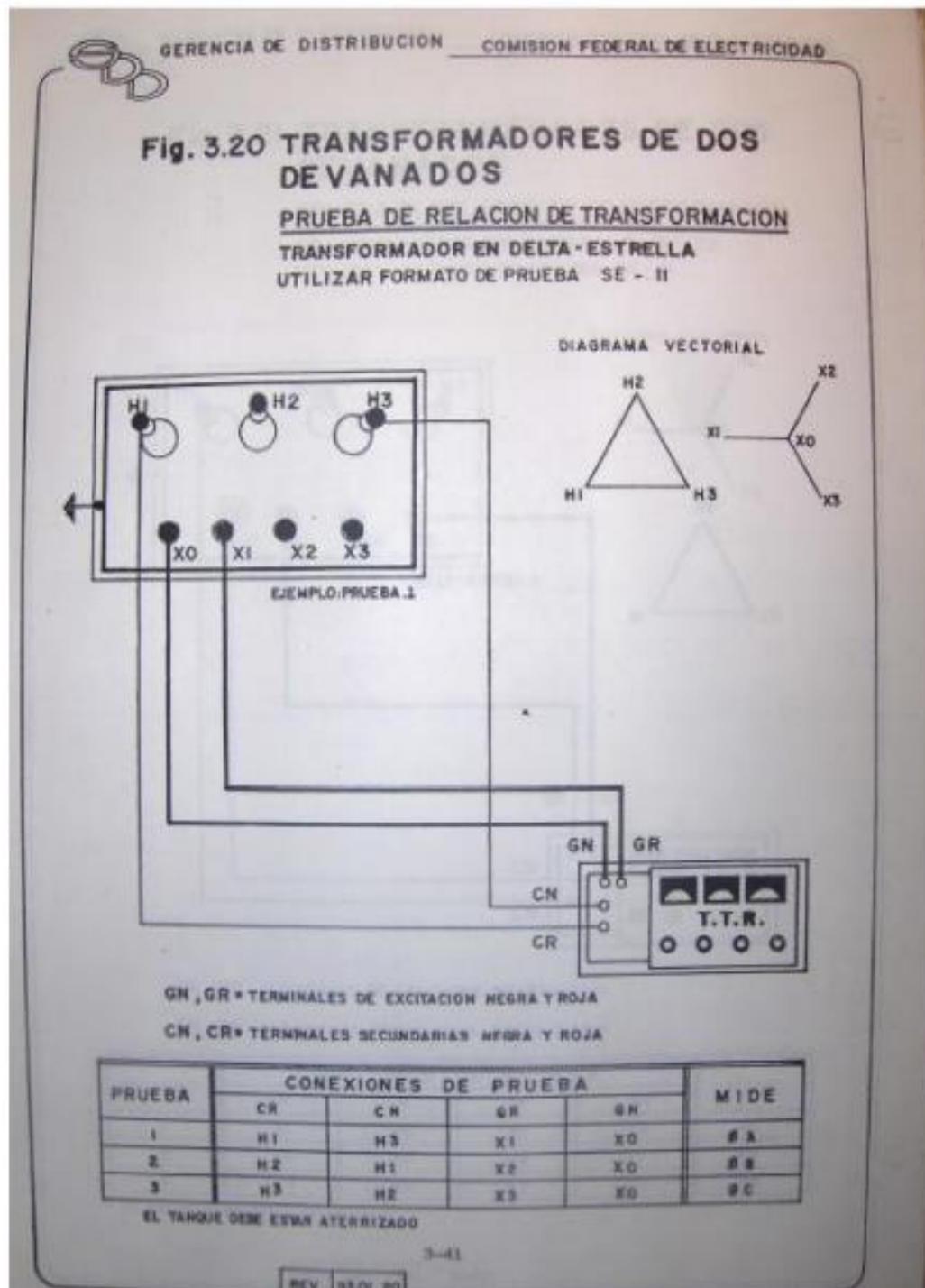
En este documento se presenta lo más relevante respecto al diagnóstico de fallas más críticas en los transformadores de distribución, así como también el proceso que se elabora para dar mantenimiento y realizar las pruebas necesarias, teniendo en cuenta que al momento de realizar cualquier tipo de maniobra necesitamos estar cerciorados de respetar las normas de seguridad y el proceso del llenado de formato correspondiente.

Los transformadores de distribución son de vital importancia debido a que siempre formará parte del sistema eléctrico. Es por eso que las personas que formen parte de la asociación eléctrica deberán conocer cómo se elaboran las pruebas básicas por motivo de que estas son fundamentales para comprobar el comportamiento de las condiciones operativas de la unidad.

En la actualidad me queda claro que todo lo relacionado con instalaciones de transformadores, pruebas eléctricas, cambios de Apartarrayos, fusibles etc.se concatena con los certificados de cumplimiento de las Normas Oficiales Mexicanas y Normas Mexicanas (NMX) vigentes que se mencionan en el presente trabajo. Con la finalidad de autoprotección y para el cuidado del usuario.

## 5. Referencias

- [1] NORMA OFICIAL MEXICANA. NOM-002-SEDE-1999 Requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución. México.
- [2] Rincón H. y Tovar D. F. (2007). Principios Básicos de transformadores y Diagnostico de Fallas en Transformadores de Distribución. México: UTEC.
- [3] Avelino P. (1998) Transformadores de distribución: teoría, cálculo, construcción y pruebas. México. Reverté.
- [4] Reglas de Despacho y OperaciónDell Sistema Eléctrico Nacional.
- [5] Capítulo 100 normas de seguridad.
- [6] Normas de distribución – construcción – instalacionesaéreas en media y baja tensión (CFE).
- [7] Protecciones eléctricas – Gilberto carrillo Caicedo.- Bucaramanga octubre (2007).
- [8] Coordinación de aislamiento CFEL0000-06 CFE. Febrero (1980)
- [9] Comisión Federal de Electricidad, división sureste. Manual de transformadores de distribución, principios elementales técnicos psicomotores de liniero. [septiembre 1990].



## ANEXO 2

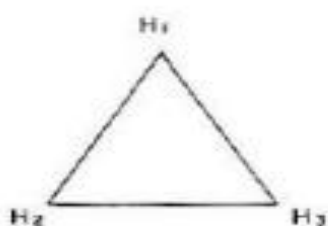
Se muestra la imagen del daño a las líneas de distribución por condiciones naturales.



## ANEXO 3

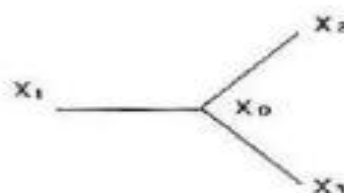
En la imagen se muestran los tipos de conexiones para realizar la prueba de relación de transformación.

CONEXIONES PARA PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION A TRANSFORMADORES TRIFASICOS 13.2 KV 220/127 O DE MENOR RELACION



ALTA TENSION

FASE	ROJO	NEGRO
A	H1	H3
B	H2	H1
C	H3	H2

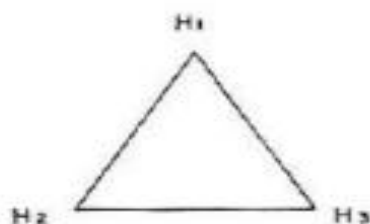


BAJA TENSION

ROJO	NEGRO
X1	X0
X2	X0
X3	X0

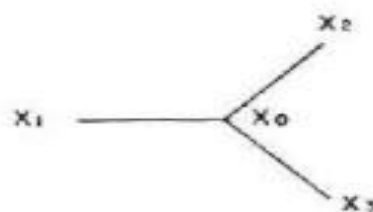
ANEXO 4

CONEXIONES PARA PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION A TRANSFORMADORES TRIFASICOS 23 KV 220/127 O DE MAYOR RELACION



ALTA TENSION

FASE	ROJO	NEGRO
A	H1	H2
B	H2	H3
C	H3	H1



BAJA TENSION

ROJO	NEGRO
X1	X2
X2	X3
X3	X1

PUENTES

H2	H3
H3	H1
H2	H1

## ANEXO 4

A continuación se muestra el formato que debe llenarse al retirarse un transformador de distribución dañado.

**SUBGERENCIA DE DISTRIBUCION**

**REPORTE DE TRANSFORMADORES DAÑADOS**

ZONA: \_\_\_\_\_ FECHA DE FALLA: \_\_\_\_\_ RED: \_\_\_\_\_ HORA: \_\_\_\_\_

**DATOS DE TRANSFORMADOR**

Nº. ECO \_\_\_\_\_ MARCA \_\_\_\_\_ SERIE \_\_\_\_\_ KVA \_\_\_\_\_  
 RELACION \_\_\_\_\_ Z% \_\_\_\_\_ FASES \_\_\_\_\_ NUEVO \_\_\_\_\_ REPARADO \_\_\_\_\_  
 BANCO \_\_\_\_\_ CIRCUITO \_\_\_\_\_ FECHA DE INSTALACION \_\_\_\_\_

**PROTECCIONES QUE OPERARON**

TERMOMAGNETICO: OPERO SI ( ) NO ( ) CAP. \_\_\_\_\_ AMP. \_\_\_\_\_ NO EXISTE \_\_\_\_\_  
 FUSIBLE LADO AT. F1 ( ) CAP. AMP. \_\_\_\_\_ F2 ( ) CAP. AMP. \_\_\_\_\_ F3 ( ) CAP. AMP. \_\_\_\_\_  
 FUSIBLE DE RAMAL F1 ( ) CAP. AMP. \_\_\_\_\_ F2 ( ) CAP. AMP. \_\_\_\_\_ F3 ( ) CAP. AMP. \_\_\_\_\_  
 RESTAURADOR DE SUBESTACION SI ( ) NO ( ) \_\_\_\_\_  
 INTERRUPTOR DE SUBESTACION SI ( ) NO ( ) RELEVADORES \_\_\_\_\_

**CONDICIONES AMBIENTALES EN EL MOMENTO DE LA FALLA**







ESTABA LLOVIENDO \_\_\_\_\_ HABIA LLUVIAS Y DESCARGAS \_\_\_\_\_ UNICAMENTE DESCARGAS \_\_\_\_\_  
 EXISTIAN VIENTOS \_\_\_\_\_ EXISTIA NEBLINA \_\_\_\_\_ HUMOS PEGANDO EN CONDUCTORES \_\_\_\_\_  
 DIA DESPEJADO \_\_\_\_\_ DIA NUBLADO \_\_\_\_\_ HUBO ALGUN SISMO \_\_\_\_\_  
 OTRAS CARACTERISTICAS DEL AMBIENTE \_\_\_\_\_

**OBSERVACIONES EN LA RED**

CONDUCTORES SECUNDARIOS ROTOS \_\_\_\_\_ RAMAS U OBJETOS EN LA RED \_\_\_\_\_  
 CHOQUE ENTRE CONDUCTORES \_\_\_\_\_ RETENIDA PEGANDO EN CONDUCTORES \_\_\_\_\_  
 ACOMETIDA DAÑADA \_\_\_\_\_ MEDIDOR DAÑADO \_\_\_\_\_ FALLA EN EL USUARIO \_\_\_\_\_  
 OTROS: \_\_\_\_\_

**DEFICIENCIA EN LA INSTALACION**

TIERRA CORTADA \_\_\_\_\_ SIN APARTARRAYOS \_\_\_\_\_ F1 ( ) F2 ( ) F3 ( )  
 FUSIBLE MAL SELECCIONADO \_\_\_\_\_ ALGUN FALSO CONTACTO \_\_\_\_\_  
 SIN BAJANTE \_\_\_\_\_ RESISTENCIA DE TIERRAS \_\_\_\_\_ OHMS \_\_\_\_\_  
 INDIQUE EL DIAGRAMA DE CONEXION QUE TIENE EL TRANSFORMADOR

 **A**  **B**  **C**  **D**  **E**  **F**

**OBSERVACIONES EN EL TRANSFORMADOR**

DEFORMACION DEL TANQUE \_\_\_\_\_ SE DERRAMO ACEITE \_\_\_\_\_  
 EXPLOTO APARTARRAYOS F1 ( ) F2 ( ) F3 ( ) SE OBSERVA ALGUN IMPACTO \_\_\_\_\_  
 BOQUILLAS ROTAS ( ) FLAMEADAS ( ) FLOJAS ( ) H1 ( ) H2 ( ) H3 ( ) X1 ( ) X2 ( ) X3 ( ) n ( )  
 TAPA FLOJA \_\_\_\_\_ BOQUILLAS SUCIAS \_\_\_\_\_ EMPAQUE DEFECTUOSO \_\_\_\_\_  
 DISTANCIA APROXIMADA DEL TRANSFORMADOR A LA FALLA \_\_\_\_\_ MTS. \_\_\_\_\_

ANEXO 5

Partes de un transformador de distribución.

