

UNIVERSIDAD AUTONOMA DEL ESTADO DE MORELOS

FACULTAD DE CIENCIAS QUÍMICAS E INGENIERÍA

ANÁLISIS DE PRUEBAS ELÉCTRICAS DE UNA S.E. DE
DISTRIBUCIÓN Y DETERMINACIÓN DE MANTENIMIENTO
PREVENTIVO.

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO ELÉCTRICO-ELECTRÓNICO

PRESENTA:

JOSÉ ANTONIO CALVO ARREDONDO

ASESORES INTERNOS: DR. LUIS CISNEROS VILLALOBOS.

ING. LUIS MARDONIO RODRÍGUEZ LÓPEZ.



Facultad de Ciencias
Químicas e Ingenierías

CUERNAVACA MORELOS

2020



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS



Facultad de Ciencias
Químicas e Ingeniería

FACULTAD DE CIENCIAS QUÍMICAS e INGENIERÍA

Programas educativos de calidad reconocidos por CIEES, CACEI y CONACYT
SGC certificado en la norma ISO 9000:2015

"1919-2019: en memoria del General Emiliano Zapata Salazar"

Cuernavaca, Morelos, 18 de Septiembre de 2019

FORMA T-4A
NOMBRAMIENTO COMITÉ REVISOR

DR. LUIS CISNEROS VILLALOBOS
ING. FIDENCIO AMADOR OLIVER
M. en C. JAVIER MACEDONIO ANDRES
ING. LUIS MARDONIO RODRÍGUEZ LÓPEZ
DR. MARIO LIMÓN MENDOZA

PRESENTE

Me permito comunicarles que han sido designados integrantes del **COMITÉ REVISOR** del trabajo de :
TESIS

Titulado:
ANÁLISIS DE PRUEBAS ELÉCTRICAS DE UNA S.E. DE DISTRIBUCIÓN Y DETERMINACION DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Que presenta (el) o (la) **C. CALVO ARREDONDO JOSÉ ANTONIO**

Del programa educativo de: **INGENIERÍA ELÉCTRICA-ELECTRÓNICA**

U A E M
ATENTAMENTE
Por una humanidad culta
DRA. VIRIDIANA A. LEÓN HERNÁNDEZ
DIRECTORA
DICTAMEN

DRA. VIRIDIANA A. LEÓN HERNÁNDEZ
DIRECTORA DE LA FCQeI
PRESENTE

En respuesta a su amable solicitud para emitir DICTÁMEN sobre el trabajo que se menciona, me permito informarle que nuestro voto es:

VOTO	NOMBRE	FIRMA
APROBADO	DR. LUIS CISNEROS VILLALOBOS	
APROBADO	ING. FIDENCIO AMADOR OLIVER	
APROBADO	M. en C. JAVIER MACEDONIO ANDRES	
APROBADO	ING. LUIS MARDONIO RODRÍGUEZ LÓPEZ	
APROBADO	DR. MARIO LIMÓN MENDOZA	

C.c.p. - Archivo.

Av. Universidad 1001 Col. Chamilpa, Cuernavaca Morelos, México, 62209
Tel. (777) 329-70-00 Ext. 7039/ fcqe@uaem.mx

UA
EM

RECTORÍA
2017-2023

Una universidad de excelencia

Agradecimientos.

Agradezco a Dios por haberme brindado la oportunidad de llegar hasta este punto del camino, por las lecciones de vida, así como todas aquellas dificultades, facilidades y pruebas de fortaleza que ha puesto en mi andar, para lograr mi desarrollo espiritual.

Gracias a mi guía, maestro, doctor, consejero y compañero de adversidades; por todas esas pláticas, sonrisas y alegrías que compartimos, por todas esas lecciones de vida que me das día con día, por todo ese inmenso cariño que yace en ti; por tus consejos y enseñanzas. Porque gracias a ti, soy el hombre que soy, ya que sin tu apoyo, sin esos regañones y todos aquellos jalones de orejas, no hubiera logrado nada; a ti madre, te lo debo todo y siempre estaré eterna e inmensamente agradecido contigo, con Dios y con la vida por darme la oportunidad de tener no solo una madre sino una amiga y un gran ejemplo a seguir.

A Eli, mi segunda madre, por haberme dado la oportunidad de conocerla, por brindarnos alojamiento en su humilde y cálida morada. Por el apoyo en todos esos momentos difíciles, por esas charlas con flan y café. Los consejos que me ha brindado en todo este tiempo; así como aquellas felicitaciones en cumpleaños “inequívocos”, acompañados de sus ricos y coloridos pasteles y sobre todo por aquellos libros dobles o tal vez triples que fueron de gran ayuda durante mi formación académica; gracias totales.

A Carmen, por tener la dicha de ser tu hermano y aprender de ti con todas esas pláticas que hemos tenido, gracias por todos esos momentos de alegría, felicidad, tristeza y enojo que hemos vivido, porque a pesar de todo siempre serás mi hermana y te querré con todo mi corazón.

A mis amigos y a todas esas personas que han llegado a mi vida para ayudarme a ser una mejor persona día con día, gracias.

Al Ing. Luis Rodríguez, por aquella plática constructiva, sin la cual no hubiera retomado el camino para poder terminar mi carrera universitaria, por el apoyo y la confianza que me brindó a lo largo de mi formación, por todos esos días de conocimiento, experiencias, pláticas, risas y lecciones de vida, pero sobre todo su amistad, gracias.

Al Dr. Luis Cisneros por el apoyo, conocimiento brindado en clases y fuera de ellas y por haber aceptado ser mi asesor, gracias.

A la Universidad Autónoma del Estado de Morelos por la oportunidad que me dio de formarme en sus aulas con el conocimiento de sus profesores. A la Comisión Federal de Electricidad por la información y conocimiento, gracias.

Índice.

Capítulo 1.....	17
Introducción.....	17
1.1 Antecedentes.....	18
1.2 Planteamiento del Problema.....	19
1.3 Justificación.....	20
1.4 Alcance.....	21
1.5 Organización del documento.....	22
Referencias.....	23
Capítulo 2.....	24
2.1 Mantenimiento eléctrico.....	24
2.2 Mantenimiento basado en confiabilidad.....	26
2.3 Fallas y consecuencias funcionales.....	28
2.4 Tipos de falla.....	29
2.5 Fallas en líneas de Distribución.....	32
2.6 Mantenimiento integral a Subestaciones de distribución.....	34

2.7 Ventajas y desventajas del mantenimiento integral y el mantenimiento basado en confiabilidad.....	39
Conclusiones.....	40
Referencias.....	41
Capítulo 3.....	37
3.1 Equipo Primario de una subestación de distribución.....	42
Transformador de potencia.....	42
Interruptor de potencia.....	44
Transformadores de instrumento.....	45
Restauradores.....	48
Cuchillas desconectadoras.....	49
Apartarrayos.....	53
Banco de capacitores.....	55
Transformador de servicios propios o servicio de estación.....	56
Aisladores.....	57
3.2 pruebas eléctricas a equipo primario.....	61
Pruebas iniciales.....	63

Pruebas finales.....	64
Faseo de la subestación.....	64
Toma de carga de la subestación.....	64
3.3. Pruebas de campo.....	65
Prueba de impulso por rayo.....	65
Prueba de potencial aplicado.....	66
Prueba de descargas parciales.....	66
Prueba de evaluación de la temperatura.....	66
Prueba de potencial inducido.....	66
Prueba de resistencia de aislamiento.....	67
Prueba de factor de potencia del aislamiento.....	67
Rigidez dieléctrica del aceite.....	67
Relación de transformación.....	67
Resistencia de contactos.....	68
Tiempo de apertura y cierre del interruptor.....	68
Continuidad eléctrica de circuitos.....	68
Prueba de polaridad.....	68

Prueba de tensión mínima de operación.....	68
3.4. Transformador de potencia.....	69
Clasificación de transformadores por espiras.....	71
Clasificación de transformadores por función.....	71
Clasificación de transformadores de acuerdo a su tipo de enfriamiento.....	72
3.5 Pruebas eléctricas a transformadores.....	76
Prueba de resistencia de aislamiento.....	76
Prueba de resistencia de aislamiento del núcleo.....	82
Prueba de factor de potencia del aislamiento.....	82
Prueba de corriente de excitación.....	86
Prueba de relación de transformación (TTR).....	88
Prueba de verificación de impedancia.....	94
Prueba de resistencia óhmica de los devanados.....	95
Determinación de la temperatura.....	97
Prueba de reactancia de dispersión.....	98
Detección de la humedad residual en transformadores de potencia.....	99
Método del abatimiento de vacío.....	101

Método del punto de rocío del gas.....	102
3.6 Pruebas físico-químicas a transformadores.....	105
Pruebas eléctricas realizadas al aceite.....	106
Pruebas químicas al aceite.....	106
3.7 Cromatografía de gases.....	107
3.8 Interpretación de gases concentrados en el triángulo de Duval.....	114
Métodos de interpretación de concentración de gases.....	117
Método de Dornenburg.....	117
Método de gases clave.....	118
Método de Rogers.....	119
Conclusiones.....	121
Referencias.....	122
Capítulo 4 Interruptor de potencia.....	124
4.1 Operación del interruptor de potencia; proceso de apertura y cierre.....	126
4.2 Arco eléctrico.....	128
4.3 Métodos de extinción de arco	130
Interrupcion por alta resistencia.....	131

Interrupcion por baja resistencia.....	131
Interrupcion por vacio.....	132
4.4 Interruptores en aceite.....	132
Interruptor en gran volumen de aceite.....	132
Interruptor en pequeño volumen de aceite.....	134
Interruptor multicámara.....	138
Interruptor en aire.....	139
Interruptor mediante soplo magnético.....	139
Interruptor de soplo de aire o neumático.....	140
Interruptor en SF6.....	141
Interruptor de autosoplado.....	142
Interruptor de dos presiones.....	143
Interruptor en vacio.....	144
4.5 Pruebas eléctricas a interruptores de potencia.....	145
Resistencia de aislamiento.....	146
Factor de potencia del aislamiento.....	149
Factor de potencia de boquillas.....	151

Collar caliente.....	151
Collar frio.....	151
Metodo UST.....	151
Prueba de tiempo de operación y simultaneidad de cierre y apertura de contactos.....	152
Operación de contactos.....	152
Tiempo de cierre.....	152
Prueba de rigidez dieléctrica de cámaras de interrupción para interruptores en vacío o SF6....	154
4.6 Aceite Dieléctrico.....	154
Prueba de rigidez dieléctrica o tensión de ruptura del aceite.....	154
Prueba de factor de potencia del aceite.....	156
4.7 Pruebas físicas del aceite.....	157
Temperatura de inflamación e ignición.....	157
Temperatura de congelación.....	157
Tensión interfacial.....	158
Contenido de partículas.....	158
4.8 Pruebas químicas.....	158
4.9 Cromatografía de gases.....	159

4.10 Triangulo de Duval.....	163
4.11 Nomograma.....	164
Conclusión.....	166
Referencias.....	167
Anexo A1.....	168
Anexo A2.....	169
Anexo A3.....	172
Anexo A4.....	175
Anexo A5.....	177
Referencias.....	179
Conclusión final.....	180

Lista de Figuras.

Figura 2.1 Probabilidad y ocurrencia de falla.....	26
Figura 2.2 Periodo de desarrollo de una falla súbita.....	30
Figura 2.3 Velocidad de degradación de una falla súbita.....	31
Figura 2.4 Diagrama de flujo del mantenimiento integral.....	35
Figura 2.5 Estándares para la evaluación del equipo.....	36
Figura 2.6 Componentes sometidos a revisión.....	37
Figura 3.1 Transformador de potencia.....	43
Figura 3.2 Interruptores de potencia.....	44
Figura 3.3 Transformadores de instrumento en subestaciones.....	45
Figura 3.4 Transformador de potencial.....	46
Figura 3.5 Transformador de potencial inductivo.....	46
Figura 3.6 Transformador de potencial capacitivo.....	47
Figura 3.7 Transformador de corriente.....	47
Figura 3.8 Restaurador.....	48
Figura 3.9 Cuchilla de apertura doble lateral.....	49
Figura 3.10 Cuchilla pantógrafo o tijera.....	50

Figura 3.11 Cuchilla de apertura vertical.....	50
Figura 3.12 Cuchilla tipo fusible.....	51
Figura 3.13 Cuchilla de apertura horizontal central.....	52
Figura 3.14 Apartarrayos de resistencia variable.....	54
Figura 3.15 Apartarrayos de tipo autovalvular.....	54
Figura 3.16 Apartarrayos de Gab o explosor.....	55
Figura 3.17 Banco de Capacitores.....	56
Figura 3.18 Transformador de servicios propios o servicio de estación.....	57
Figura 3.19 Aislador tipo alfiler.....	58
Figura 3.20 Aislador tipo suspenso de vidrio.....	58
Figura 3.21 Aislador tipo suspenso de porcelana.....	58
Figura 3.22 Aislador de soporte tipo columna.....	59
Figura 3.23 Aisladores poliméricos.....	59
Figura 3.24 Curva característica de una descarga atmosférica.....	66
Figura 3.25 Transformador eléctrico simple.....	69
Figura 3.26 Transformador reductor.....	71
Figura 3.27 Transformador elevador.....	72

Figura 3.28 Corrientes en función del tiempo.....	78
Figura 3.29 Calidad del aislamiento.....	79
Figura 3.30 Prueba de resistencia de aislamiento realizada a un transformador de potencia...81	
Figura 3.31 Circuito equivalente simplificado del comportamiento de un dieléctrico.....83	
Figura 3.32 Triangulo de potencias.....83	
Figura 3.33 Prueba de factor del aislamiento a un transformador de potencia.....85	
Figura 3.34 Diagrama vectorial del comportamiento de corrientes.....86	
Figura 3.35 TTR.....89	
Figura 3.36 Prueba de fase A.....90	
Figura 3.37 Prueba de fase B.....91	
Figura 3.38 Prueba de fase C.....91	
Figura 3.39 Prueba de fase A.....92	
Figura 3.40 Prueba de fase B.....92	
Figura 3.41 Prueba de fase C.....93	
Figura 3.42 Grafica de equilibrio de Humedad.....102	
Figura 3.43 Conversión del punto de Rocío a Vapor.....104	
Figura 3.44 Gases presentes en el aceite según tipo de falla.....109	

Figura 3.45 Concentración de gases disueltos en Aceite.....	111
Figura 3.46 Concentración de gases detectados.....	112
Figura 3.47 Graficas de concentración.....	113
Figura 3.48 Triangulo de Duval.....	114
Figura 3.49 Zonas del triángulo de Duval.....	115
Figura 3.50 Limites y tasas de generación por limites mensuales.....	115
Figura 3.51 Porcentaje de gases en el triángulo de Duval.....	117
Figura 3.52 Interpretación de la falla de acuerdo a Dornenburg.....	118
Figura 3.53 Criterios de diagnóstico de la técnica de gases clave.....	119
Figura 4.1 Proceso de interrupción.....	129
Figura 4.2 Componentes de un interruptor en GVA.126.....	133
Figura 4.3 Cámara de extinción de arco en operación.....	133
Figura 4.4 Tipos de cámara de interrupción.....	133
Figura 4.5 Interruptores en PVA.....	135
Figura 4.6 Cámara interruptora de soplado longitudinal.....	136
Figura 4.7 Cámara interruptora de soplado transversal.....	136
Figura 4.8 Cámara de extinción mixta de interruptor.....	137

Figura 4.9 Componentes de la cámara de extinción mixta de un interruptor.....	138
Figura 4.10 Arreglo de interruptores de PVA con multicámara.....	139
Figura 4.11 Principio de operación de un interruptor de soplo magnético.....	140
Figura 4.12 Componentes de un interruptor en aire comprimido.....	140
Figura 4.13 Cámara de interrupción de un interruptor en aire comprimido.....	140
Figura 4.14 Posiciones de operación y elementos de un interruptor en SF6.....	142
Figura 4.15 Circuito esquemático de un interruptor en SF6.....	143
Figura 4.16 Interruptor en SF6 de tipo intemperie de tanque muerto.....	144
Figura 4.17 Componentes de un interruptor en vacío.....	144
Figura 4.18 Diagrama fasorial del comportamiento de las corrientes.....	149
Figura 4.19 Gases analizados en la cromatografía de acuerdo a sus sensibilidad.....	161
Figura 4.20 Triangulo de Duval.....	163
Figura 4.21 Nomograma para el análisis de gases en cromatografía.....	165
Figura 5.1 Resistencia de aislamiento corregido a 20° C.....	168
Figura 5.2 Factor de corrección por temperatura del transformador.....	168
Figura 5.3 Factor de corrección por temperatura del transformador.....	169

Figura 5.4 Factor de corrección por temperatura para boquillas, Transformador y liquido aislante.....	170
Figura 5.5 Tensiones para realizar prueba de factor de potencia a transformadores de potencia sumergidos en aceite.....	171
Figura 5.6 Tensiones para realizar prueba de factor de potencia a transformadores Sumergidos en aceite, con ausencia de aceite.....	171
Figura 5.7 Valores de referencia para Prueba de corriente de excitación en mA, de acuerdo a la marca de cada equipo en la subestación.....	172
Figura 5.8 Valores de referencia para Prueba de corriente de excitación en mA, de acuerdo a la marca de cada equipo en la subestación.....	173
Figura 5.9 Valores de referencia para Prueba de corriente de excitación en mA, de acuerdo a la marca de cada equipo en la subestación.....	174
Figura 5.10 Triángulos de Duval y sus concentraciones.....	175
Figura 5.11 Triángulos de Duval y sus concentraciones.....	176
Figura 5.12 Periodicidad de mantenimiento realizado a una SE de distribución.....	177
Figura 5.13 Periodicidad de mantenimiento realizado a una SE de distribución.....	178

Capítulo 1

Introducción.

La energía eléctrica, ha tenido un papel muy importante y de gran impacto en la vida de los humanos; convirtiéndose en una fuente de energía renovable, fácil de generar, transmitir y distribuir; desde el movimiento de los electrones, que producen cargas eléctricas en los conductores y que a su vez generan energía.

La energía eléctrica es obtenida mediante diferentes procesos de generación como por ejemplo; las plantas eólicas, hidroeléctricas, solares, termoeléctricas, nucleares o bien desde la cogeneración y la biomasa, quemando compuestos naturales como combustible.

La materia se concentra en turbinas que hacen girar rotores mecánicos que producen un campo electromagnético. Dicho campo está presente en las bobinas de los generadores eléctricos, aplicando trabajo para obtener voltaje de corriente alterna; la cual llega a los bancos de transformación en las subestaciones de transmisión, elevando o reduciendo el voltaje para ser transmitida a grandes distancias mediante líneas de transmisión a niveles de tensión superiores a 34500 Volts mientras que las líneas de distribución son menores a los 34500 Volts; constituyendo la unión entre las centrales generadoras y las redes de distribución del sistema eléctrico. Las instalaciones de alta tensión interconectan las redes de media y baja tensión; garantizan la seguridad del sistema eléctrico por medio de dispositivos automáticos de control y protección para redistribuir la carga eléctrica a través de rutas alternas y suministrar energía, variando los niveles de tensión y corriente para minimizar pérdidas eléctricas y optimizar la transmisión y distribución de potencia en todo el sistema.

1.1 Antecedentes.

La energía eléctrica se ha convertido en un insumo de gran importancia en la vida de los seres humanos, está presente en todo momento y lugar; por ejemplo al accionar un switch para encender una lámpara y caminar por zonas oscuras, o bien en las centrales generadoras que hacen posible la transmisión y distribución para traer energía eléctrica a los hogares.

A través del tiempo el descubrimiento y aplicación de la energía eléctrica, ha tenido gran impacto a causa de la revolución técnica e industrial. Las primeras plantas de generación eléctrica funcionaban por medio de generadores hidroeléctricos a vapor que producían C.D; lo que cimentó las bases de la generación y transmisión de energía eléctrica. La tensión de operación, Oscilaba entre los 110 Volts y las líneas estaban separadas por unos cuantos kilómetros de distancia entre ellas, lo que facilitaba la transmisión de la energía.

El crecimiento de ciudades, población y sectores industriales, tuvo un alto impacto en la capacidad de transmisión de la energía y por ende en su demanda. Los generadores de esa época, no eran suficientes para cubrir la demanda energética, por lo que se crearon centrales eléctricas a grandes distancias de la ciudad; elevando los niveles de potencial, manteniendo las corrientes nominales en líneas de alta tensión para reducir caídas de voltaje y evitar pérdidas; dando paso al transformador de potencia.

El transformador tiene la función de elevar o reducir el potencial eléctrico; el campo magnético es generado por medio de una corriente en una bobina, que a su vez, induce voltaje a otra. Un solo campo magnético es capaz de inducir tensión en un tiempo, mediante las vueltas de cobre que se encuentran respectivamente enrolladas en las bobinas, variando los niveles de tensión, siendo primordial este proceso para realizar la transformación de energía y el sistema trifásico.

1.2 Planteamiento del problema.

Las subestaciones de distribución de acuerdo a los manuales de operación de la CFE, « son las instalaciones que interconectan las líneas y de alta tensión a las redes de media tensión para el suministro de energía eléctrica a usuarios en alta, media y baja tensión. »¹ Su principal función es dirigir el flujo de energía a través de un sistema de potencia que garantice la seguridad del sistema, por medio de dispositivos automáticos y de control, que protegen y redistribuyen la carga eléctrica mediante rutas alternas.

Existen diversos factores que han venido afectando la vida útil de dichos equipos, como lo son: seguimiento de mantenimiento desde la corrección por fallas, puesta en servicio y operación, arcos en los devanados del transformador, producidos por factores meteorológicos y/o descargas atmosféricas, concentración de gases volátiles en el aceite dieléctrico del transformador.

El transformador es de vital importancia en las subestaciones eléctricas. Como ya se ha mencionado, es el dispositivo capaz de hacer la transformación de la energía; es decir, eleva o reduce el potencial eléctrico según sea el caso. El mantenimiento, es la manera ideal para preservar el funcionamiento óptimo de las subestaciones, evaluando las condiciones del equipo en operación evitando la salida prematura de los bancos. Por lo cual, es necesario considerar los archivos históricos obtenidos de pruebas realizadas a los equipos.

Siendo menester el análisis y aplicación de pruebas eléctricas para la óptima operación de una S.E. fue considerada dicha problemática para la elaboración de este documento profesional denominado: **“Análisis y Evaluación de Pruebas Eléctricas de una S.E. de Distribución y Determinación de Mantenimiento Preventivo.”**

1.3 Justificación.

Con el tiempo las subestaciones eléctricas se van modificando, ampliando, mejorando y modernizando de acuerdo a las necesidades de consumo; con la carga que abastecen y la interconexión entre otras subestaciones a lo largo del sistema eléctrico nacional.

Social.

Como todo individuo con un proyecto de vida, la industria eléctrica no se ha quedado atrás, pues su misión a futuro es proporcionar un servicio público de energía eléctrica sustentable y de calidad a la población; con lo cual contribuye al desarrollo del país y la preservación del medio ambiente.

Educativa.

El presente documento, pretende servir de apoyo a los estudiantes que estén interesados en el área de mantenimiento y operación de sistemas eléctricos y así conocer las pruebas específicas que se realizan a los equipos de una subestación, para tener un criterio amplio de evaluación crítica y analítica para determinar las acciones preventivas y/o correctivas.

Académica.

Este trabajo, pretende facilitar el análisis y estudio de las pruebas eléctricas realizadas a los equipos de una subestación con la finalidad de que la información esté al alcance de docentes y alumnos.

1.4 Alcance.

El presente informe, pretende abarcar a grandes rasgos algunas de las fallas presentes en las líneas de distribución y las afectaciones a los equipos de las subestaciones, puesto que los más perjudicados son los interruptores y los bancos de transformación.

- Análisis de pruebas realizadas a los equipos de la subestación.
- Fallas operativas.
- Diagnóstico de los equipos para mantenimiento.
- Tipos de pruebas.

Objetivos.

General.

Realizar un procedimiento en función de tiempo, estado físico, condiciones operativas, estadísticas y datos históricos para determinar la frecuencia y el tipo de mantenimiento que debe recibir el equipo primario de una subestación de distribución.

Específicos.

Evaluar pruebas eléctricas de una subestación de distribución analizando la eficiencia y operación del equipo primario, para lograr el cumplimiento de las normas oficiales mexicanas e internacionales.

1.5 Organización del Documento.

En el capítulo 1, se presentan los antecedentes, la problemática que se pretende resolver con el estudio y aplicación del tema, justificación del tema, alcance y objetivo del mismo.

En el capítulo 2, contiene el mantenimiento eléctrico y sus clasificaciones, las fallas y consecuencias funcionales, tipos de falla y aquellas producidas en líneas de distribución, ventajas y desventajas del mantenimiento integral realizado a subestaciones y conclusiones del capítulo.

En el capítulo 3, se muestra el equipo primario que conforma a una subestación de distribución y las pruebas que se aplican, contiene también, información acerca de transformadores y pruebas eléctricas así como las conclusiones del capítulo.

El capítulo 4, contiene información acerca de interruptores de potencia, los diferentes tipos de interruptores que existen, los medios de interrupción mediante los cuales operan; así como pruebas que se realizan a cada equipo y conclusiones finales del capítulo.

En el anexo A1, se ilustran tablas con parámetros de aceptación para aislamiento de transformadores al aplicar prueba de resistencia de aislamiento; en el anexo A2, se muestran tablas de corrección por temperatura para boquillas, liquido aislante y transformadores al aplicar prueba de factor de potencia del aislamiento. En el anexo A3, se muestran tablas que contienen parámetros de aceptación para realizar prueba de corriente de excitación. En el anexo A4, se ilustran los diferentes triángulos de Duval así como la descripción y aplicación de cada uno y sus concentraciones porcentuales. En el anexo A5 se muestra la periodicidad máxima realizada al equipo primario de una S.E. Por último, se incluyen las conclusiones finales.

Referencias.

- [1] CFE (MÉXICO). 2008. Procedimiento de pruebas de campo para equipo primario de subestaciones de distribución, 613p.

- [2] DOF (MÉXICO). 2016. Código de red

- [3] Juárez Sosa Claudia Calidad de la energía en los sistemas eléctricos de potencia. Pp1-18.Sistema eléctrico de potencia UNAM. Facultad de Ingeniería

- [4] Raúl, José M. ``Diseño de Subestaciones Eléctricas.`` 2ª. Ed., México, UNAM Facultad de ingeniería, 2000.

Capítulo 2

2.1 Mantenimiento Eléctrico.

Los sistemas eléctricos de potencia, son el conjunto de elementos con el fin de generar, transmitir, distribuir y consumir energía eléctrica de calidad al menor costo posible; las subestaciones, son las encargadas de llevar acabo dichos procesos mediante los dispositivos eléctricos o bien, equipo primario dentro de sus instalaciones, el cual es prioritario para abastecer de energía eléctrica a los usuarios; por lo que deben estar y mantenerse en las mejores condiciones operativas disminuyendo las probabilidades de falla, causantes de la interrupción en el suministro del servicio.

El mantenimiento de las subestaciones de distribución, consiste en la aplicación de técnicas organizadas con la función de preservar el equipo que las conforma a lo largo de su ciclo operativo, brindando una mayor escala de confiabilidad, disponibilidad y rentabilidad; manteniendo la continuidad del servicio, cumpliendo con los requerimientos de calidad, seguridad; produciendo y suministrando potencia a su plena capacidad en el momento en que el despacho de carga lo demande y el beneficio que proporciona la operación e inversión realizada.

Las actividades de mantenimiento hacen frente a la gran amenaza de fallas ocasionadas por factores internos o externos respectivamente, por lo que el equipo primario debe ser preparado para su puesta en servicio y las actividades que se realicen en el mantenimiento, eviten la salida prematura del equipo en operación.

Dentro del mantenimiento eléctrico a subestaciones de distribución, se conocen cinco tipos:

- **Mantenimiento predictivo:** consiste principalmente en la búsqueda de indicios que ayuden a identificar fallas antes de que ocurran, es decir que para realizar cualquier acción correctiva se requiere realizar inspección, monitoreo y chequeo del equipo con un pronóstico potencial de que la falla ocurrirá en un tiempo estimado.
- **Mantenimiento preventivo:** son tareas específicas de sustitución o reajuste, realizadas en un intervalo de tiempo programado, considerando principalmente el desgaste, el tiempo de operación del equipo y la vida útil que el fabricante estimó para reducir las probabilidades de falla.
- **Mantenimiento correctivo:** es aquel que se aplica después de la presencia de una falla, corrigiendo las afectaciones de la misma en el equipo, reparando o sustituyendo según sea el caso, para evitar pérdidas materiales futuras.
- **Mantenimiento detectivo:** consiste en la búsqueda de fallas por medio de pruebas a los dispositivos de protección bajo condiciones controladas, que verifican el tiempo de operación para brindar la protección requerida.
- **Mantenimiento proactivo:** consiste principalmente en la planificación de operaciones, planes estratégicos de organización, informes, logros aciertos y errores.

Por otra parte, estos tipos de mantenimiento dan cabida al mantenimiento integral, el cual tiene como objetivo la realización detallada de cada uno; manteniendo el equipo primario en óptimas condiciones.

Una de las representaciones más utilizadas para estimar la probabilidad de falla, es la generación de mantenimiento y probabilidad de ocurrencia de la misma, utilizando de manera gráfica la curva de la bañera. Registros históricos, han demostrado que en la vida real útil de los equipos existen 6 tipos de patrones de ocurrencia de falla, sin embargo gracias a la evolución del

mantenimiento correctivo, se descubrió que el 80% de las fallas suceden de manera aleatoria; mientras que el 20% son debido a la vida útil del equipo.

En la figura 1, se muestra la gráfica de la bañera, haciendo referencia a la confiabilidad de los equipos dentro de una subestación y la probabilidad de ocurrencia de falla.

PROBABILIDAD DE FALLA	TENDENCIA	GENERACION
BASADA EN EDAD		PRIMERA: REPARACION TECNICA.
BASADA EN EDAD Y FALLA TEMPRANA		SEGUNDA: CONTROL DE COSTOS. •OVERHAULS PROGRAMADOS. •MANTENIMIENTO PREVENTIVO. •PLANEACIÓN Y CONTROL DEL MANTENIMIENTO.
BASADA EN EDAD, FALLA TEMPRANA Y FALLA ALEATORIA.	1	TERCERA: CALIDAD Y COMPETITIVIDAD. • MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN. • DISEÑO PARA LA CONFIABILIDAD Y LA MANTENIBILIDAD. • ESTUDIOS DE RIESGO. • ANÁLISIS DE MODOS Y EFECTOS DE FALLA. • SISTEMAS EXPERTOS PARA APOYO EN DECISIONES. • ADMINISTRACIÓN DE HABILIDADES Y TRABAJO DE GRUPO. • ARMONIA CON EL MEDIO AMBIENTE.
	2	
	3	
	4	
	5	
	6	

Fig. 2.1 Probabilidades y ocurrencia de falla.

2.2 Mantenimiento Basado en confiabilidad.

La confiabilidad, es un factor importante puesto que está enfocado en el análisis sistemático, objetivo y aplicado en la ejecución de planes de mantenimiento. Determina actividades a realizar en el equipo, reduce costos y evita acciones de ejecución innecesarias.

Existen 7 aspectos útiles enfocados al cumplimiento de confiabilidad y procesos:

- Funciones específicas para el equipo en análisis.

- Estados de falla asociadas a dichas funciones.
- Posibles causas que provocaron la falla.
- Efectos y repercusiones de la falla.
- Consecuencia provocada debido a la falla.
- Acciones de predicción y prevención de falla.
- Acciones alternas en caso de no encontrar trabajos predictivos o preventivos acorde a la situación de falla.

Lo que facilita la obtención de características técnicas y confiables con base en las acciones de mantenimiento con mayor incidencia y afectación en el funcionamiento y desempeño de los equipos dentro de la subestación.

Por otra parte, visto desde el contexto operacional, es importante tener conocimiento del medio en el que el equipo desempeñara sus funciones; puesto que de esto dependen las acciones de mantenimiento a realizar; considerando:

- | | |
|------------------------|---------------------------|
| • Factores climáticos, | • Calidad |
| • Normas y reglamentos | • Medio ambiente |
| • Tipo de proceso | • Riesgos y seguridad |
| • Formas de producción | • Limitaciones del equipo |

A su vez, considerar las funciones específicas del equipo en puesta de servicio, de las cuales se encuentran:

- Funciones primarias: Establecen el propósito y finalidad del equipo y a su vez, cubre la capacidad de producción, velocidad, carga calidad del producto y servicio al cliente.

- Funciones secundarias: Son determinadas mediante las necesidades del usuario; por lo que es necesario que cumpla con las regulaciones ambientales y las establecidas para la fabricación y venta del equipo.

2.3 Fallas y Consecuencias Funcionales.

La afectación hacia los equipos, hace referencia a fallas funcionales o bien, estados de falla, los cuales indican estados y condiciones no deseadas del equipo. Sin embargo, la falla funcional está enfocada principalmente a los problemas presentes en el equipo para desempeñar la tarea para la cual fue diseñada y construida.

Los modos de falla, son la causa por la cual un equipo llega a un estado de falla puesto que es un factor que dificulta la ejecución de la tarea para la cual fue desarrollado, puede dar lugar a pensar que la principal causa de la afectación, es provocada por un componente que conforma el equipo; ya que es una fuente de fallas, que impide llegar de manera concreta a la raíz del problema o bien realizar una inspección que ayude a facilitar el descubrimiento del conflicto.

A su vez se presenta, el efecto de falla, el cual es una descripción asociada al momento en el que la falla ocurre y el tiempo en que son captadas mediante alarmas, alertas visuales y auditivas. La detección de falla, ocurre por medio de dispositivos de control, medición y protección, que ayudan a librar dicha falla dentro de un intervalo mínimo de tiempo estimado; los efectos de falla, indican la importancia y el impacto de la misma, dando lugar a la consecuencia de la falla.

Dentro de las consecuencias de falla se encuentran:

- Consecuencias de seguridad: son las acciones que ponen en riesgo la integridad de las personas.

- Consecuencias de medio ambiente: son aquellas que afectan de manera directa al medio ambiente.
- Consecuencias operacionales: dadas por el incremento de costos y la reducción del beneficio económico de la empresa.
- Consecuencias no operacionales: afectaciones generadas por factores externos.
- Fallas ocultas: todas aquellas que requieren que otra falla suceda para hacerse presentes.

Las mejoras continuas a los programas de mantenimiento a equipos de una subestación eléctrica, crean ventajas competitivas puesto que; al incrementar la rentabilidad, seguridad y eficiencia generan confianza en la operación de los equipos y por ende, satisfacción de usuarios y clientes.

2.4 Tipos de falla.

Una falla es la incapacidad de un dispositivo para desempeñar su función, las fallas en un equipo, siempre están asociadas a sus funciones y están definidas de la siguiente manera:

- Falla funcional
- Falla potencial.

Las fallas potenciales, son aquellas en las que se detecta la degradación del equipo sin embargo, cumple con la función establecida sin afectar su producción u operación.

Las fallas funcionales se presentan cuando el dispositivo deja de cumplir con su función específica en un tiempo estimado pero sigue en operación.

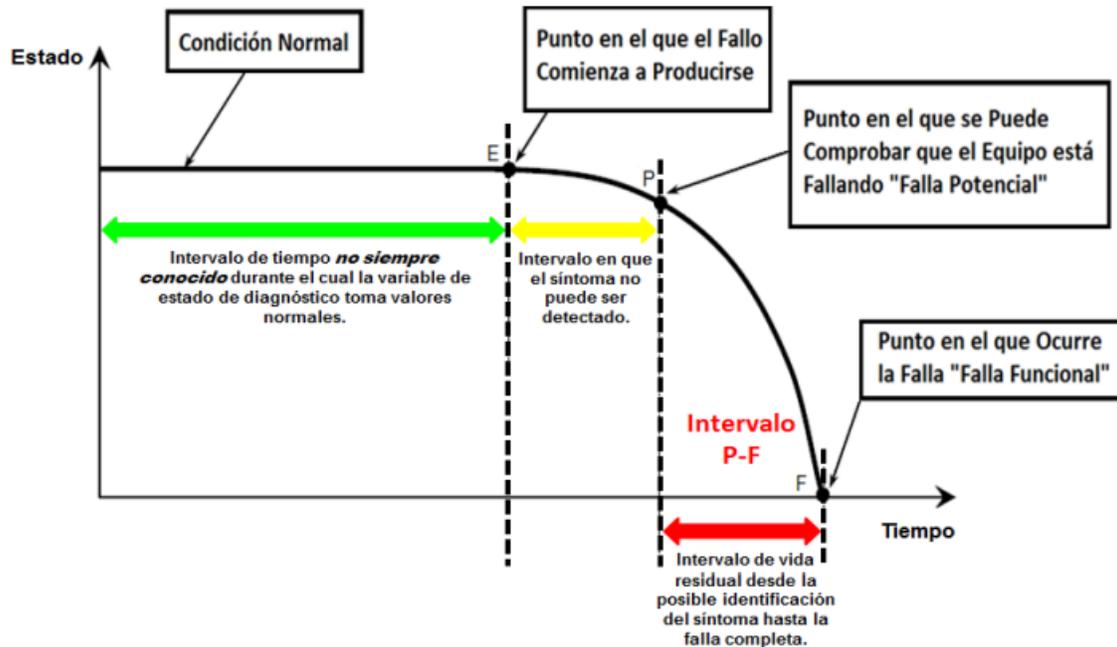


Fig. 2.2 Periodo de desarrollo de una falla.

Clasificación de fallas:

- Fallas ocultas.
- Fallas críticas.
- Fallas no críticas.
- Falla total.
- Fallas catastróficas.
- Fallas súbitas

Las fallas ocultas, son aquellas que se asocian a los dispositivos de protección y control y que a su vez no se pueden ver a simple vista y afectan la operación de los equipos.

Las fallas críticas, son aquellas que disminuyen la capacidad de operación y/o producción de los equipos sin detener su funcionamiento.

Las fallas no críticas son todas aquellas que no afectan la capacidad de operación y/o producción pero están presentes en el equipo.

Una falla total, es aquella que interrumpe su operación y producción por completo del equipo, pero es posible repararla en un lapso mínimo de tiempo.

Las fallas catastróficas, son todas aquellas que interrumpen totalmente la capacidad de operación del equipo; son provocadas por factores externos y/o atmosféricos, requieren de tiempo excesivo para regresar a su funcionamiento debido a que se requiere reemplazar gran parte del equipo.

Las fallas súbitas, son aquellas cuyo comportamiento es impredecible puesto que no muestra aviso de un paro total del equipo y su velocidad de degradación es instantánea. El mantenimiento predictivo no es viable en este tipo de falla puesto que no existen intervalos de advertencia.

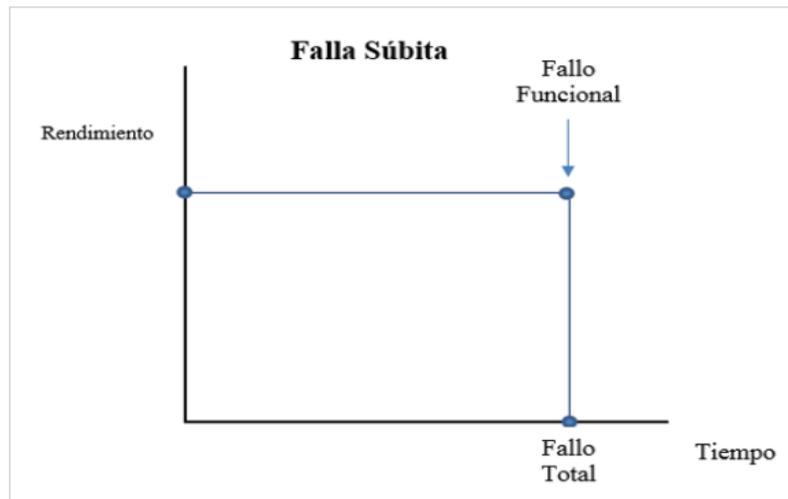


Fig. 2.3 Velocidad de degradación de una falla súbita.

2.5 Fallas en Líneas de Distribución:

La identificación y localización de fallas, son procesos de gran importancia, debido a que la energía eléctrica suministrada, debe ser de calidad para así, garantizar la continuidad del servicio. En el diagnóstico de fallas, se emplean algoritmos que consisten en el cómputo de la línea de falla, basados en el voltaje y la corriente. Esta información, es capturada directamente en el alimentador primario; estableciendo una relación entre la impedancia y la distancia de falla, considerando los parámetros de la línea. Las fallas en línea, muchas veces se presentan debido a fenómenos tales como tormentas, lluvias y descargas atmosféricas, que dañan los aislamientos de los conductores ocasionándoles desgaste o envejecimiento; así como mal funcionamiento del equipo y afectando el desempeño del sistema eléctrico.

Las redes de distribución, están expuestas a distintas fallas que provocan la apertura del sistema, dejándolo sin potencial. Las fallas ocurridas entre una o varias fases, son de tipo paralelo; las fases se presentan en corto circuito, la caída de tensión y corriente elevada de corto circuito son diferentes en cada punto del sistema, provocando el desbalance y daño a los elementos en el sistema. Sin embargo, existen fallas de tipo serie; provocadas por fenómenos ajenos al sistema, tales como descargas, factores atmosféricos y/o simplemente producidas por el desgaste y envejecimiento de los elementos en la red, produciendo la ruptura de conductores.

- **Fallas Simétricas:** se presentan de manera en que las tres fases se toquen en algún punto, provocando un cortocircuito o falla trifásica, aumentando la corriente de cortocircuito sin desbalancear el sistema. Este tipo de fallas, son aquellas en las cuales la corriente y el voltaje ocasionan daños considerables al sistema; debido a los desbalances de fases

que se producen, provocando grandes flujos de corriente de falla. Por lo general, las fallas simétricas son provocadas por descargas atmosféricas.

- **Fallas Asimétricas:** este tipo de fallas, involucra las fases de cortocircuito con tierra y entre fases, provocando un desbalance en el sistema en corriente y tensión.
- **Falla Monofásica a tierra (LG):** Esta falla, se presenta cuando una fase se cortocircuita con tierra; puede o no tener impedancia al momento de la falla.
- **Falla Bifásica (LL):** Se produce cuando dos fases hacen cortocircuito.
- **Falla Bifásica a Tierra:** esta falla es provocada cuando dos fases hacen contacto a tierra.
- **Falla Trifásica (3L):** Se produce cuando tres fases hacen contacto entre sí.
- **Falla Trifásica a Tierra:** este tipo de falla, se produce cuando tres fases hacen contacto a tierra.

Las fallas más comunes, son del tipo monofásicas las cuales, implican el cortocircuito de una de las fases del sistema a tierra, provocando que en la fase el voltaje sea cero y dependiendo de la impedancia de falla, la corriente tomara valores muy elevados produciendo un desbalance en el sistema. Las fallas bifásicas, son las fallas entre fases; implicando dos fases en cortocircuito. La corriente de corto circuito, tiene un valor mayor al de la corriente nominal pero con la misma capacidad que las fases afectadas; mientras que la tensión dependerá de la impedancia de falla, produciendo un desbalance en la fase que le precede. Las fallas bifásicas en cortocircuito de dos fases con tierra, incrementa la corriente y la tensión en las fases disminuye, provocando un desbalance en la fase no involucrada. Las fallas trifásicas o simétricas, son fallas de cortocircuito entre las tres fases. Una característica de este tipo de fallas es que las tensiones tienden a cero y la corriente tomara valores elevados; mientras que la resistencia de falla será indispensable para saber a qué valor aumentará.

2.6 Mantenimiento Integral a Subestaciones de Distribución.

Las subestaciones, son las encargadas de suministrar energía eléctrica por lo que es de suma importancia brindar mantenimiento y aplicar diversas técnicas que conserven en óptimas condiciones al equipo primario a lo largo de su vida operativa y garanticen la calidad y continuidad del servicio eléctrico a los usuarios.

La disposición de los componentes de una subestación, varían con respecto de otra sin embargo; en el mayor de los casos las características de los equipos serán las mismas debido a las funciones específicas que desempeñan. Por esta razón se realizan revisiones periódicas del estado de los equipos, reparaciones y/o remplazos; llevando a cabo intervenciones y procedimientos específicos que beneficien y logren la mejora continua de dichos componentes. Si bien es sabido, el mantenimiento integral engloba al preventivo y correctivo puesto que ante la presencia de una falla, el personal de campo interviene en dichas reparaciones o remplazos quienes llevan a cabo la ejecución de los protocolos de emergencia y normalización en el suministro eléctrico. La principal función del mantenimiento, es la eliminación de fallas presentes en los equipos que conforman una subestación ya que en algunos casos pequeños desperfectos son los causantes de averías mayores y severas que afectan la continuidad del servicio, ocasionando pérdidas económicas y muchas veces en equipo, provocadas por los costos elevados de reparación o remplazo. Lamentablemente no es posible la completa erradicación de fallas, pero si es posible tener un mayor acercamiento y reducción de las mismas si se pone especial énfasis al resultado de las pruebas aplicadas al equipo y bien, a la reparación y comportamiento en la operación. De esta manera, es posible tener un mayor control y prevención de perdidas siendo que el equipo tendrá correcta operación al no verse afectado ante la presencia de falla.

El siguiente diagrama de flujo muestra una descripción general del mantenimiento integral y sus componentes.

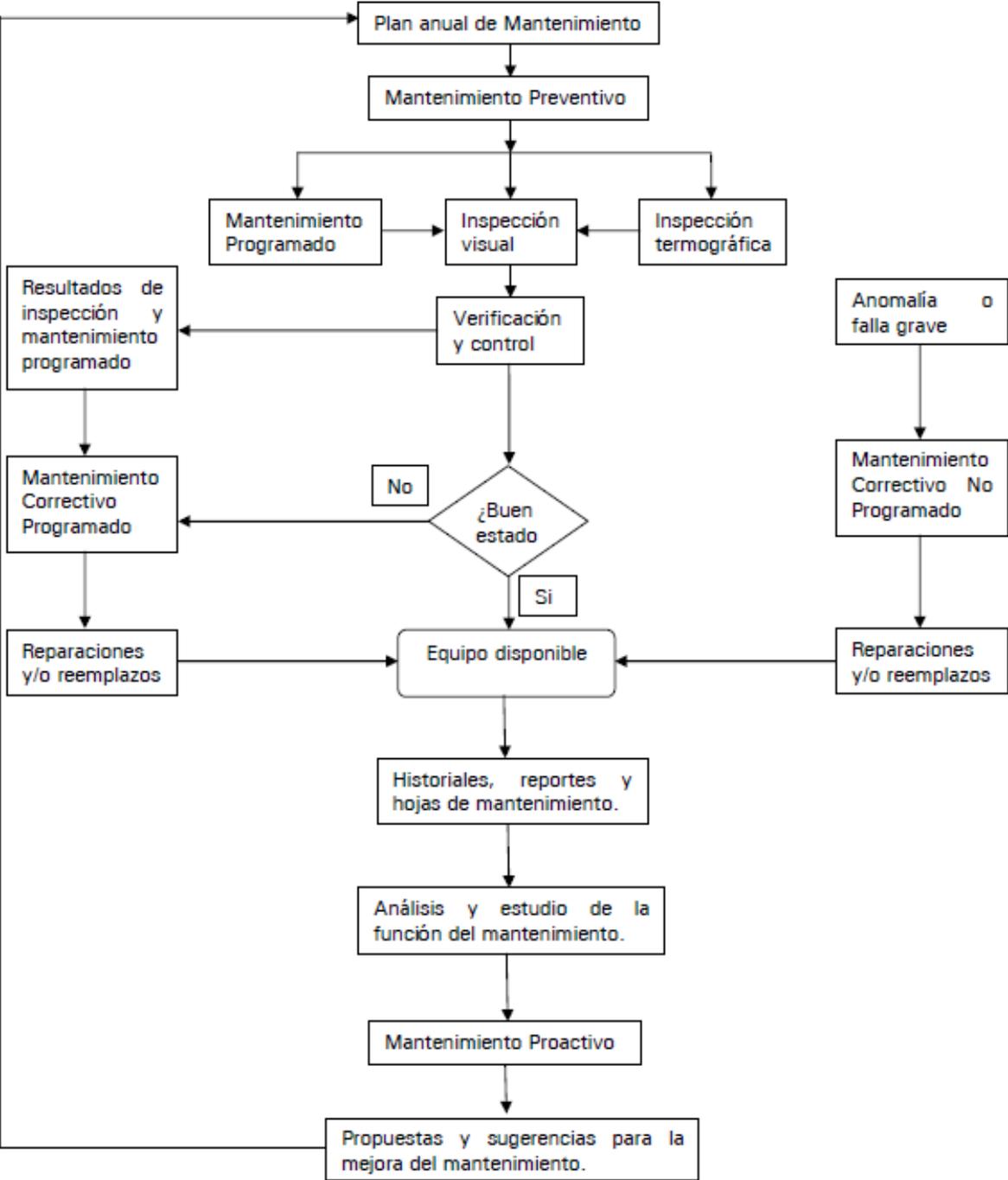


Fig. 2.4 Diagrama de flujo de mantenimiento integral.

El mantenimiento, interviene al realizar pruebas al equipo que diagnostiquen el estado actual, obteniendo una predicción del equipo y un estado futuro para anticiparse a la presencia de una falla.

- **Mantenimiento programado:** son tareas de intervención realizadas a un equipo, siguiendo programas establecidos de mantenimiento. varían con respecto al tiempo de operación y tiene como función mantener el nivel de servicio.
- **Inspección visual:** Consiste en una inspección visual exterior de los equipos; es realizada mensualmente, sin interrupción en el suministro eléctrico. Se plasman los aspectos relevantes del equipo y se toma como referencia la siguiente información.

LLENADO DE LOS FORMATOS DE INSPECCIÓN		
LETRA	SIGNIFICADO	ESTADO
G	Grave. Significa un estado de las anomalías exteriores del equipo, que implicará programación de un mantenimiento correctivo.	Cimientos quebrados, falta de perfiles o pernos de la estructura, perfiles dañados, conexión a tierra suelta, cables sueltos (no aislados) en el mando, baja densidad en las celdas del banco de baterías, manchas graves de aceite, fuga del aislante (SF ₆ o aceite), porcelanas seriamente dañadas, rotas, falla de aisladores o seriamente dañados, conductores sueltos o hebras rotas, iluminación fuera de servicio, falta de fusibles, presencia de humedad, daños en manómetros, vacuómetros o medidores de temperatura, radiadores rotos, bajo nivel de tensión en las celdas del banco de baterías, silicagel con presencia de humedad (color rosa), daños en anillos equipotenciales.
L	Leve. El daño es menor, anomalía menor que puede solucionarse cuando se efectúe el mantenimiento programado.	Leve daño en porcelanas, polvo en el mecanismo de accionamiento de los interruptores, daños menores en el mecanismo, aisladores fisurados, manchas leves de aceite o de óxido, polvo en las porcelanas, falta de señalización de seguridad, el patio no está limpio, indicadores de alarmas y/o disparos no visibles (sucios).
S	Sin novedad. Significa que el equipo está en buen estado, visto exteriormente, implica la ausencia de los casos antes señalados.	

Fig. 2.5 Estándares para la evaluación del equipo.

ELEMENTO	COMPONENTES A REVISAR
Transformador de Potencia	Construcción civil (base del TR), tanque, conexión a tierra, porcelanas de las boquillas, limpieza general, tanque conservador, radiadores, ventiladores, silicagel, relé Buchholz, cambiador de taps, manómetro, vacuómetro, nivel de aceite, indicador de temperatura, caja de control, terciario, temperaturas de aceite y bobinas.
Interruptores (aceite, SF ₆ , vacío, aire)	Construcción civil (base del Interruptor), estructura, conexión a tierra, porcelanas, indicador de estado, mando, bornes, calefacción, hermeticidad, fugas de aceite, presión de gas (N ₂), número de operaciones, hermeticidad.
Transformadores de Instrumento (TC y TP).	Construcción civil (base de los Transformadores de instrumento), estructura, conexión a tierra, porcelanas, visor de aceite, nivel de aceite, calefacción, caja de bornes.
Cuchillas	Construcción civil (base del montaje de la cuchilla), conexión a tierra, porcelanas en buen estado, mecanismo de accionamiento.
Apartarrayos	Construcción civil (base del Apartarrayos), estructura, conexión a tierra, porcelanas, anillo equipotencial, número de descargas, conexión primaria.
Banco de Capacitores	Construcción civil (base del banco de capacitores), estructura soporte, conexión a tierra, malla de seguridad, señalización, aisladores conexiones, fugas.
Banco de Baterías.	Estructura soporte, conexión a tierra, ventilación, tensión de banco, tensión de cada celda, nivel, temperatura, densidad.

Fig. 2.6 Componentes sometidos a revisión.

- **Inspección termográfica:** Se realiza mediante cámaras de termovisión infrarroja para detectar puntos calientes. Generalmente se presentan en puntos de contacto, al detectar las anomalías presentes, se toma como referencia la temperatura ambiente y la de algún punto de conexión en buen estado.
- **Verificación y control:** Es el proceso en el que se realiza una inspección para corroborar que el equipo cumpla con sus funciones operativas sin errores.
- **Resultados de inspección y mantenimiento programado:** Son los parámetros permitidos para determinar la urgencia del mantenimiento y estimar el tiempo para realizarlo.

- **Mantenimiento correctivo programado:** Es aquel que se aplica después de la presencia de una falla, corrigiendo las afectaciones de la misma en el equipo, reparando o sustituyendo según sea el caso, para evitar pérdidas materiales futuras en un tiempo determinado.
- **Reparaciones y/o reemplazos:** Es la reparación o reemplazo del equipo, afectado por el tiempo desde su puesta en operación o bien por la afectación ante la presencia de una falla.
- **Disponibilidad de equipo:** Es la acción para que los equipos de la subestación realicen su operación sin interferencia.
- **Historial de fallas y reportes de mantenimiento:** Es el expediente de fallas ocurridas y el mantenimiento realizado desde la puesta en servicio.
- **Mantenimiento proactivo:** es la revisión periódica de la gestión y aplicación del mantenimiento y sus procedimientos.
- **Propuestas para la mejora del mantenimiento:** Son las aportaciones para mejorar las acciones de mantenimiento o bien los equipos dentro de la subestación.

Dentro de la disponibilidad del equipo, se encuentra el mantenimiento correctivo no programado y es realizado al presentarse unas fallas graves en alguno de los equipos de la subestación provocadas por factores externos (condiciones atmosféricas, vandalismo, o problemas en la línea de distribución) que implican la reparación o remplazo de ciertas piezas que conforman el equipo con la intención de prevenir daños mayores que afecten su operación y tengan efectos negativos ante la presencia de falla, siendo un factor detonante que afecte a más de un equipo en la subestación.

2.7 Ventajas y desventajas del mantenimiento integral y el mantenimiento basado en confiabilidad.

El objetivo de los diferentes tipos de mantenimiento existentes es el mismo, mantener a los equipos en óptimas condiciones para su operación al menor costo posible. Sin embargo los métodos de aplicación de cada uno difieren en la ejecución y a su vez las etapas y la metodología para llevar a cabo dicho mantenimiento. Es por eso que se consideran las ventajas y desventajas del mantenimiento basado en confiabilidad y el integral.

Ventajas del mantenimiento integral:

- Se aplica a todos los elementos de la subestación y se conocen todos los componentes que la conforman.
- Permite la mejora a los programas y actividades de mantenimiento.
- Permite realizar historial de los dispositivos en la subestación.
- Más efectivo.

Desventajas del mantenimiento integral:

- Se requiere más recursos económicos para la ejecución de las actividades de mantenimiento.
- Se realiza en mayor tiempo.
- Requiere de mayor personal de campo.

Ventajas del mantenimiento basado en confiabilidad:

- Permite una mayor comprensión del equipo de la subestación.

- Analiza las probabilidades de fallo del equipo y desarrolla acciones preventivas de falla.
- Desarrollo detallado del funcionamiento de los equipos de la subestación.
- Requiere menor recurso económico.
- Aumenta la disponibilidad de los equipos.
- Permite el análisis para las mejoras de la subestación.
- Cumplimiento de las normas de seguridad e higiene.

Desventajas del mantenimiento basado en confiabilidad:

- Mayor inversión de tiempo para la realización de actividades de mantenimiento.
- Cuestionamiento a planes que no estén basados en confiabilidad.

Conclusiones.

Los equipos de una subestación operan de manera diferente y requieren de modelos específicos para la gestión de mantenimiento; ya que al realizar el mantenimiento integral y al comprobar la correcta operación de los componentes, condiciones potenciales de falla, repercusiones en los equipos y las medidas preventivas ante la presencia de las mismas, facilitan la creación e implementación de programas de mantenimiento basados en la confiabilidad de los dispositivos. Por otra parte, la inspección visual, el análisis de funcionamiento, las condiciones operativas, el historial de pruebas y las incidencias de falla, permiten tomar decisiones sobre el tiempo en que el personal de campo intervendrá en el equipo primario y el tipo de mantenimiento a realizar. Aunado a esto, una de las mejores maneras de mantener en óptimas condiciones una subestación es la implantación de pruebas eléctricas rutinarias con la intención de monitorear la operación de los equipos sin dejar de lado la correcta coordinación de protecciones.

Referencias.

- [1] CFE (MÉXICO). 2008. Criterios para la elaboración de programas de mantenimiento en subestaciones de distribución, 87p.

- [2] <https://www.essa.com.co/site/comunidad/es-es/aprendesobrelaenerg%C3%ADa/qu%C3%A9eslaenerg%C3%ADael%C3%A9ctrica.aspx>

- [3] <http://www.elombligodelaluna.com.mx/energia-electrica>

- [4] <https://electronica.mx/wp-content/uploads/2019/02/Electronica34.pdf>

- [5] <http://www.sectorelectricidad.com/10993/una-breve-historia-del-transformador-de-potencia/>

- [6] <http://www.ptolomeo.unam.mx>

- [7] <http://www.renovetec.com/671-tipos-de-mantenimiento>

- [8] https://www.veiasa.es/faq/cuales_pueden_ser_los_resultados_de_una_inspeccion

- [9] <https://confiabilidadrcm.wordpress.com/2016/08/21/paso-2-fallos-funcionales/>

Capítulo 3.

3.1 Equipo Primario de una Subestación de Distribución.

La selección de equipos y componentes utilizados en una subestación eléctrica, es realizada considerando la confiabilidad, continuidad y flexibilidad que se brinda a la subestación.

El número de componentes varía con respecto de la tensión de operación y sus características específicas.

A continuación se mencionan los elementos que conforman el equipo primario que conforma una subestación así como algunas fallas presentes y pruebas que se realizan a los dispositivos.

- Transformador de potencia.
- Interruptor de potencia.
- Transformador de instrumento.
- Restaurador.
- Cuchillas desconectoras.
- Cuchillas fusibles.
- Apartarrayos.
- Banco de capacitores.
- Transformador de servicios propios.
- Aisladores.
- Reactores.

Transformador de potencia (NMX-J-169-ANCE-2015).

Es una maquina eléctrica de corriente alterna compuesta por dos bobinas de alambre magnético aislado entre si y montadas sobre un núcleo ferromagnético sumergido en aceite (existen otros transformadores de tipo seco). Es capaz de transferir la energía generada en un devanado a otro mediante el flujo magnético producido. El transformador, tiene como función elevar o reducir

tensión; esto depende de la relación de vueltas entre el devanado primario y el secundario. El lado primario, es aquel que está conectado a la fuente de energía mientras que el secundario, está conectado a la red de consumo.



Fig. 3.1 Transformador de potencia.

Fallas presentes:

- Fallas en los devanados.
- Fallas dieléctricas.
- Fallas térmicas.
- Fallas en las terminales de conexión. (bushings)
- Falla en el cambiador de derivaciones.
- Falla en el núcleo ferromagnético.
- Falla en el tanque de aceite dieléctrico.

- Falla en el sistema de protección.

Pruebas que se realizan:

- Resistencia de aislamiento.
- Factor de potencia del aislamiento.
- Rigidez dieléctrica del aceite.
- Relación de transformación.
- Factor de potencia de boquillas.
- Cromatografía de gases.
- Resistencia de los devanados.

Interruptor de potencia (NRF-022-CFE-2006):

Es un dispositivo electromecánico de conexión y desconexión con la finalidad de interrumpir y restablecer la continuidad del suministro eléctrico. Esta función, se puede realizar bajo carga y librar así, alguna falla producida por sobre corriente o sobretensión. En algunas ocasiones, solo se interrumpe por razones de servicio es decir, conectando o desconectando alguna carga.



Fig. 3.2 Interruptores de Potencia.

Fallas presentes:

- Atasco de barras de operación.
- Explosión de cámaras de arco.
- Falla en equipo de monitoreo.
- Pérdida de material aislante.
- Apertura en falso de contacto.
- Calibración y ajuste de protecciones.

Pruebas que se realizan:

- Resistencia de contactos.
- Resistencia de aislamiento.
- Apertura y cierre de contactos.
- Simultaneidad de polos.
- Factor de potencia.
- Prueba de unidad de disparo.

Transformadores de instrumento (NMX-J-109-2010, NMX-J-615/3-ANCE-2013).

Son dispositivos que reducen los valores de corriente y voltaje a cantidades admisibles para el equipo. Son empleados para alimentar circuitos que contienen instrumentos de medición y protección de una subestación. Comúnmente se les denomina TC`S (transformador de corriente) y TP`S (transformador de potencial) sin embargo existen otros dos tipos de TC`S, el transformador de potencial inductivo (TPI) y el transformador de potencial capacitivo (TPC), a continuación se describe cada uno de los dispositivos mencionados.



Fig. 3.3 Transformadores de Instrumento en subestación.

Fallas presentes:

- Sobrecalentamiento del equipo.
- Desgaste del equipo.
- Descargas internas.
- Tornillo de sujeción suelto por vibración.
- Tornillo de sujeción del núcleo suelto.
- Derrames de aceite en el equipo.

Pruebas que se realizan:

- Factor de potencia.
- Resistencia de aislamiento.
- Relación de transformación y polaridad.
- Corriente de excitación.
- Prueba de saturación.

Transformador de potencial (NMX-J-109-2010, NMX-J-615/3-ANCE-2013).

Es un transformador diseñado para medición y protección. Suministra la tensión adecuada a los instrumentos de medición tales como los voltímetros, frecuencímetros, wattmetros, wathhorímetros y a los instrumentos de protección como lo son los relevadores.



Fig. 3.4 Transformador de potencial.

Transformador de potencial inductivo (NMX-J-109-2010, NMX-J-615/3-ANCE-2013).

Están diseñados para reducir tensiones a valores manejables y proporcionales a la tensión primaria. Separan del circuito de alta tensión los instrumentos de medida, contadores y relevadores. Son utilizados para descargas de líneas de alta tensión y bancos de capacitores; monitorean la calidad de onda y medida de armónicos así como la respuesta a la frecuencia.



Fig. 3.5 Transformador de potencial Inductivo.

Transformador de potencial capacitivo (NMX-J-109-2010, NMX-J-615/3-ANCE-2013).

Están diseñados para reducir tensiones a valores manejables y proporcionales a la tensión primaria, separan del circuito de alta tensión los instrumentos de medida, contadores y relevadores. Transmiten señales de alta frecuencia por medio de las líneas de alta tensión y reduce los picos de tensión en la línea de alta tensión. Los TPC, desempeñan las funciones de capacitores de acoplamiento y transformador de potencial.



Fig. 3.6 Transformador de potencial Capacitivo.

Transformador de corriente (NMX-J-109-ANCE-2010). Es un instrumento que tiene la finalidad de medir y proteger equipos. Suministra la corriente adecuada a los instrumentos de medición tales como los amperímetros, wattmetros y wathhorímetros; así como a los dispositivos de protección como los relevadores.



Fig. 3.7 Transformador de Corriente.

Restauradores (NMX-J-517-ANCE-2018). Son dispositivos electromecánicos programados para sensibilizar e interrumpir en un tiempo determinado las sobrecorrientes provocadas por una falla en líneas de distribución. Es capaz de realizar re-cierres automáticos y re-energizar el circuito. La operación que el restaurador lleva a cabo, consta de hasta cuatro accionamientos de apertura con el fin de verificar si la falla ha sido librada o bien si persiste; de ser este el caso el restaurador queda completamente bloqueado es decir, abierto. Por otro lado, realiza dos tareas importantes, las cuales son, verificar el estado funcional en la línea para y corroborar si la condición de falla ha terminado o persiste y distinguir entre fallas temporales y fallas permanentes presentes.



Fig. 3.8 Restaurador.

Fallas presentes en restauradores:

- Mala calibración de equipo.
- Falla de comunicación para monitoreo.
- Falla por mala coordinación con seccionadores.
- No operar ante falla.

- Retardo de operación.
- Desgaste de aislamiento.

Pruebas que se realizan:

- Resistencia de aislamiento.
- Factor de potencia del aislamiento.
- Resistencia de contactos.

Cuchillas Desconectadoras (NMX-J-395-ANCE-2015).

Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una subestación eléctrica para efectuar maniobras de operación y/o mantenimiento. Por lo general operan sin carga y en casos específicos se equipan con ciertos aditamentos para operar con carga. Deben permitir la observación clara y precisa de la distancia del aislamiento en aire. A continuación se describen las cuchillas más utilizadas en subestaciones.

Cuchilla de apertura doble lateral (DAL):

Su principal característica de operación, es mediante un brazo giratorio, el cual realiza la apertura o cierre de los contactos ubicados en la columna por polo, fija en el exterior. Este tipo de cuchillas tiene aplicación en subestaciones intemperie de operación motorizada y apertura a sin carga. Donde la apertura vertical es complicada o no es posible colocando el montaje de manera horizontal.



Fig. 3.9 Cuchilla de Apertura Doble Lateral (DAL).

Cuchilla Pantógrafo o Tijera:

Está formada por una columna de aisladores que soporta una parte móvil conocida como tijera. Este tipo de cuchillas son utilizadas para la conexión de los buses de la subestación por lo que, su apertura se realiza de forma vertical. Su conexión se lleva a cabo al cerrar el circuito puesto que la tijera se eleva y hace contacto por medio de una parte fija llamada trapecio, está ubicada arriba de la cuchilla y favorece a la apertura y cierre por su ahorro de espacio.



Fig. 3.10 Cuchilla Pantógrafo o Tijera.

Cuchilla de Apertura Vertical:

Está compuesta por un par de columnas aisladores soporte. En una columna fija mantiene el soporte del brazo móvil para abrir o cerrar el circuito, mientras que la otra columna es el contacto. Este tipo de cuchillas generalmente son empleadas en sistemas de 115kv o menores y su montaje puede ser horizontal o vertical, dependiendo del diseño de la subestación.



Fig. 3.11 Cuchilla de Apertura Vertical.

Cuchillas tipo fusible:

Por lo general, este tipo de cuchilla es de seccionamiento y de operación unipolar. Si una fase presenta una falla, en la que el fusible se funde, solo sea necesario intervenir dicha fase sin interrumpir las demás.

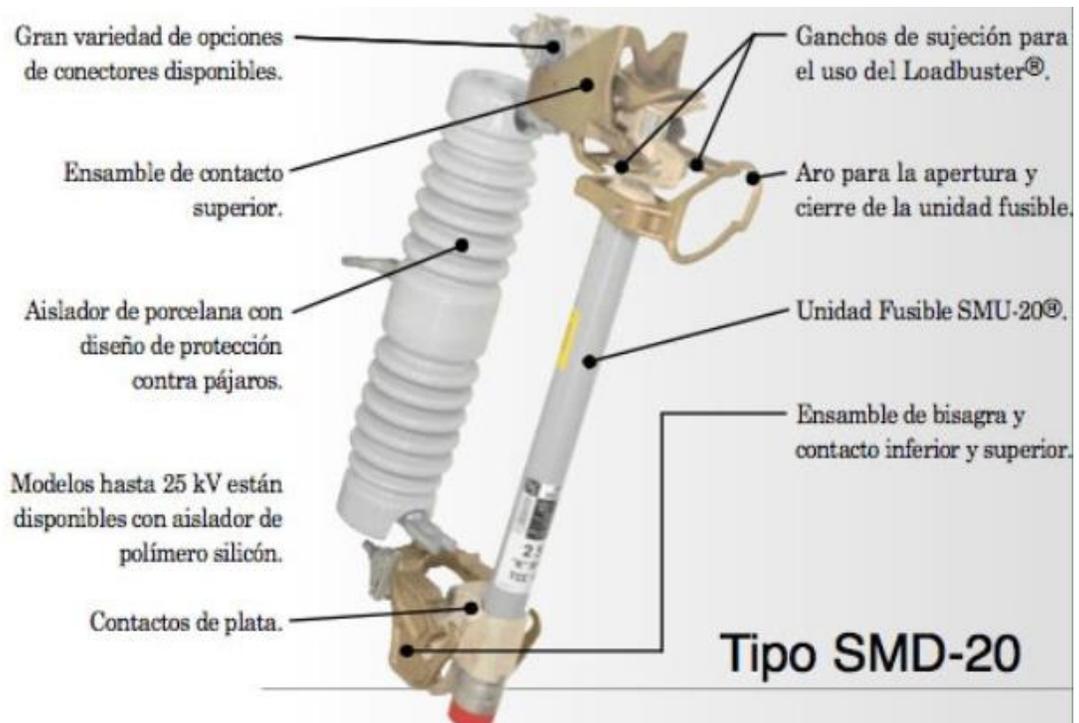


Fig. 3.12 Cuchilla Tipo fusible

Cuchillas de Apertura Horizontal Central:

Están formadas por un par de contactos móviles y un par de columnas tipo aislador con soporte giratorio. Al girar de manera horizontal en direcciones opuestas, forma un brazo único y cierra el circuito. Este tipo de cuchillas, pueden ser utilizadas en cualquier nivel de tensión y su montaje puede ser vertical y horizontal.



Fig. 3.13 Cuchilla de Apertura Horizontal Central.

Fallas presentes

- Puntos calientes
- Flameo de aislamiento
- Desajuste de levas de paro
- Daños de fusibles mecánicos

Pruebas que se realizan

- Resistencia de aislamiento
- Factor de potencia
- Resistencia de contactos
- Collar caliente

Apartarrayos (NOM-001-SEDE 2012, CFE56100-03):

Son dispositivos de protección contra sobretensiones presentes en una subestación provocadas por:

- Sobretensiones de frente atmosférico
- Sobretensiones por fallas en el sistema.

Los apartarrayos se encuentran conectados en el sistema, conectados entre línea y tierra, operan al presentarse una sobretensión de determinada magnitud descargando la corriente a tierra. Están constituidos de elementos resistivos en serie con gaps o explosores; los elementos resistivos ofrecen una resistencia no lineal es decir, depende de factores tales como la temperatura, intensidad y voltaje a frecuencia normal del sistema para que la resistencia sea alta, mientras que para hacer una descarga de corriente, la resistencia debe ser baja.

Tipos de Apartarrayos:

- apartarrayos de resistencia variable
- Apartarrayos de tipo auto valvular
- Apartarrayos de GAB o explosor.

Apartarrayos de resistencia variable: Este dispositivo está constituido por dos explosores conectados en serie a una resistencia variable. Se utiliza principalmente en sistemas de distribución.



Fig. 3.14 Apartarrayos de Resistencia Variable.

Apartarrayos de tipo Auto valvular: Consiste en varias chapas de explosores conectados en serie por medio de resistencias variables cuya función es dar mayor sensibilidad y precisión en su operación. Estos elementos, están contenidos en porcelana, lleno con gases inertes como el hidrogeno. Son empleados en sistemas que operan a grandes tensiones puesto que presentan gran seguridad en su operación.

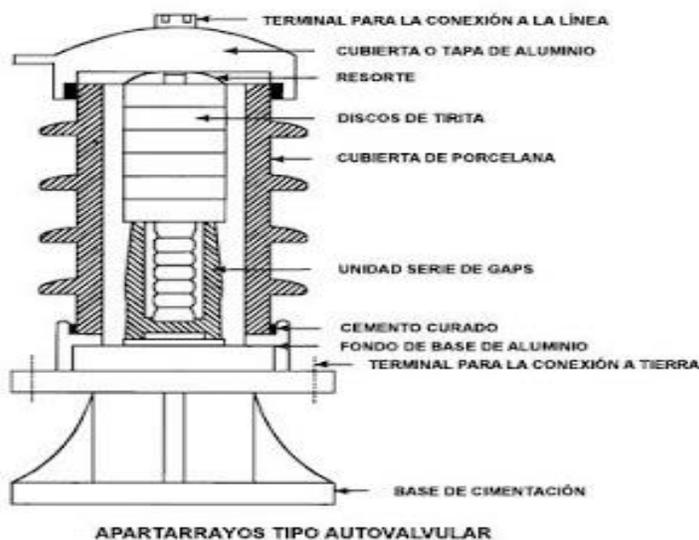


Fig. 3.15 Apartarrayos de Tipo Auto valvular.

Apartarrayos de Gab o Explosor: El explosor o unidad de gap, está constituida por dos cintas separadas dentro de un contenedor de cerámica sellado lleno nitrógeno con un contador de descargas colocado entre la terminal de tierra del apartarrayos y la tierra de la instalación.



Fig. 3.16 Apartarrayos de Gab o Explosor.

Fallas presentes:

- Deterioro de aislamiento.
- Explosión por falla transitoria.
- Falla por alta resistencia en sistema de tierras.

Pruebas a realizar:

- Factor de potencia
- Resistencia de aislamiento.

Banco de capacitores (NMX-J-203/2-ANCE-2014): Los bancos de capacitores o filtros de armónicas, permiten compensar el consumo de potencia reactiva en gran cantidad o bien, la generación de corrientes armónicas hacia la red eléctrica. La aplicación de los bancos de capacitores, al realizar la compensación de reactivos, permite la corrección de bajo factor de potencia en la subestación, el cual es el encargado de medir que tanto de la potencia entregada al sistema es aprovechada por los elementos resistivos de la misma.

Fallas presentes:

- Fallas por disipación térmica.
- Conexiones sueltas.
- Falta de dieléctrico.
- Capacitores en mal estado.

Pruebas a realizar:

- Resistencia de aislamiento.
- Medición de capacitancia.



Fig. 3.17 Banco de Capacitores

Transformador de servicios propios o servicio de estación (NMX-J-169-ANCE-2015).

Es una fuente auxiliar de energía de corriente alterna para todo el equipo existente en la subestación. Alimenta el alumbrado externo e interno, área perimetral, resistencias calefactoras, ventiladores del transformador de potencia y el cargador de baterías de la subestación.

Fallas presentes:

- Fallas en los devanados.
- Fallas dieléctricas.
- Fallas térmicas.
- Fallas en bushings
- Falla en el cambiador de derivaciones.
- Falla en el núcleo ferromagnético.
- Falla en el tanque de aceite dieléctrico.
- Falla en el sistema de protección.

Pruebas que se realizan:

- Resistencia de aislamiento.
- Factor de potencia del aislamiento.
- Rigidez dieléctrica del aceite.
- Relación de transformación.
- Factor de potencia a boquillas.
- Cromatografía de gases.
- Resistencia de los devanados.



Fig. 3.18 Transformador de Servicios propios o Servicio de Estación.

Aisladores (NMX-J-614/1ANCE-2010):

Son elementos no conductores con la función de separar las partes energizadas tales como conductores y equipos eléctricos. Los aisladores utilizados en una subestación, deben ser capaces de soportar esfuerzos eléctricos y mecánicos a los que son sometidos los conductores y los equipos. Así mismo, los factores que influyen en el correcto funcionamiento de los aisladores tales como las condiciones climáticas y el grado de contaminación. Los materiales que son capaces de resistir dichos esfuerzos mecánicos y eléctricos, son aquellos hechos de porcelana o vidrio, puesto que son los más utilizados en la subestación; sin embargo existen aisladores hechos con materiales sintéticos. A continuación se mencionan los tipos de aisladores.

Aislador tipo alfiler:

Está compuesto por uno o más faldones montados rígidamente en un vástago roscado llamado alfiler, con la función de formar un conjunto desmontable y soportar un conductor eléctrico. Su utilización es en 13.8 kv, 23kv y 34.5kv.



Fig. 3.19 Aislador Tipo Alfiler.

Aisladores tipo suspensión: Están compuestos de varios aisladores, enlazados unos con otros hasta obtener el aislamiento requerido, con base en la tensión de operación de la subestación y la distancia de fuga definida con base en el nivel de contaminación de la zona o área en donde se vaya a colocar el aislador.

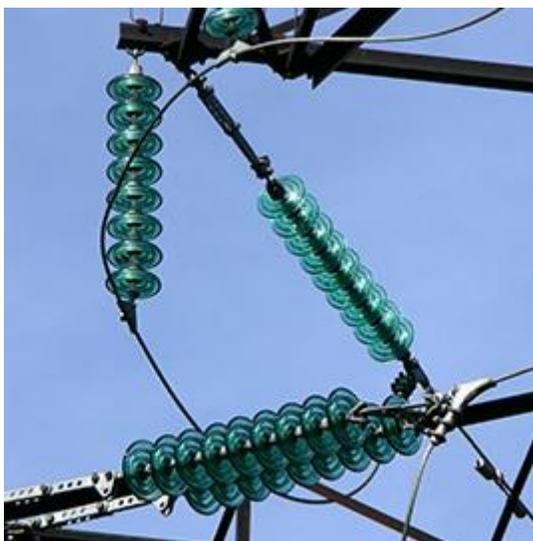


Fig. 3.20 Aislador Tipo suspensión de vidrio



Fig. 3.21 Aislador Tipo Suspensión de porcelana.

Aislador de soporte tipo columna:

Son utilizados cuando los claros entre equipos tienen una flecha que rebase la distancia de seguridad entre fase y tierra de los conductores interconectados. Son instalados y colocados de manera vertical, tienen la función de soportar a los conductores, en los cuales las distancias de los claros son considerables y las distancias de seguridad no son rebasadas.



Fig. 3.22 Aislador de Soporte Tipo Columna.

Aisladores polimericos:

Este tipo de aisladores, están constituidos por un núcleo sólido de fibra de vidrio y una cubierta de material aislante polimérico flexible. Cuentan con gran resistencia mecánica ante la presencia de golpes y eficiencia ante la contaminación puesto que al ser flexibles, el aire y agua pluvial, ayuda a su limpieza.



Fig. 3.23 Aisladores poliméricos.

Fallas presentes:

- Fallas por descargas atmosféricas
- Falla por contacto
- Fallas causadas por flora y fauna
- Fallas por Sobrecargas
- Fallas por sobretensiones
- Fallas por mal diseño
- Fallas por construcción
- Fallas por montaje

- Fallas por operación
- Fallas por disparos no deseados
- Fallas por contaminación.

Pruebas que se realizan:

- Prueba de voltaje soportado en impulso seco
- Prueba de tensión de flameo
- Prueba de ruptura mecánica
- Prueba de voltaje y alta frecuencia.

La estación de control, es una construcción en la cual, son alojados los dispositivos específicos de la subestación tales como: paneles de interruptores, banco de baterías, cargador para el banco de baterías, control para supervisión de línea de alta tensión, medidores y relevadores. Como se ha mencionado, en la mayoría de los equipos que conforman una subestación, la mayoría de los dispositivos comparten pruebas eléctricas de campo o bien de diagnóstico aplicadas al haber concluido con la instalación del equipo primario y antes de su puesta en servicio, desarrollando el siguiente conjunto de pruebas con el siguiente orden:

- Resistencia de aislamiento.
- Factor de potencia del aislamiento.
- Rigidez dieléctrica del aceite.
- Relación de transformación.
- Resistencia de contactos.
- Tiempo de apertura y cierre de contactos del interruptor.
- Continuidad eléctrica de los circuitos.
- Comprobación de las tensiones mínimas de operación.

3.2 Pruebas Eléctricas a Equipo Primario.

« 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. »² Se considera prueba a toda aquella que determina las condiciones y parámetros eléctricos o de operación del equipo. A su vez esto sirve como referencia al personal de mantenimiento; quienes realizan verificaciones del equipo facilitando la comparación del grado de deterioro que el equipo ha sufrido a lo largo de su vida útil, ocasionado por diversos factores que provoquen estados de falla así como las reparaciones que ha tenido y garantizan su correcta operación sin interrumpir la continuidad del servicio eléctrico sin afectar a los usuarios. La elección y aplicación de pruebas eléctricas, depende principalmente de las necesidades y requerimientos del usuario así como la utilidad a la que cada dispositivo se encuentra sometido. La programación de pruebas y posteriormente el mantenimiento, permite que las subestaciones permanezcan en condiciones operativas; evitando pérdidas productivas en el suministro eléctrico y por ende la erradicación de apagones inesperados.

Gran parte de las pruebas, son establecidas por el fabricante y son realizadas una vez que el equipo ha sido instalado, previamente a su puesta en servicio para verificar la ausencia de anomalías provocadas por traslado o por algún desperfecto en su fabricación. Las pruebas se aplican a todo el equipo nuevo o actual en la subestación, que haya tenido algún ajuste y/o reparación. El equipo y las pruebas varían respecto de la operación que realizan sin embargo, el procedimiento para realizarlas es el mismo para cada dispositivo aunque no todas las pruebas se efectúen a cada uno de ellos.

Dentro de las pruebas, se encuentran las realizadas en fábrica y se clasifican en tres tipos.

- Pruebas prototipo
- Pruebas de rutina
- Pruebas opcionales.

Las pruebas prototipo, son realizadas a equipos con nuevo diseño con la finalidad de cumplir los parámetros establecidos por las normas oficiales mexicanas e internacionales así mismo, operar bajo la premisa de diseño y operación para las cuales fueron fabricados.

En cambio las pruebas de rutina, son aplicadas a cada uno de los equipos basándose en métodos esclarecidos por normas para comprobar la calidad del producto y su correcta operación, lo cual permite decidir si el equipo es viable o no para su venta y posteriormente para su puesta en servicio.

Existe además, otro tipo de pruebas llamadas opcionales, las cuales consisten en el trabajo en conjunto entre el usuario y el fabricante, son realizadas para determinar características específicas de operación y diseños particulares.

Aunado a esto, existen 5 categorías más de pruebas eléctricas, aplicables al equipo primario de una subestación; basados en las diferentes funciones que cada equipo desempeña. Analizan específicamente: circuitos de control, protecciones, medición, señalización, alarmas de estado del aislamiento, y el funcionamiento en conjunto de la subestación.

Dicho de otra manera, se clasifican en tres grupos de pruebas detectivas y dos de prueba final.

Pruebas iniciales:

- Pruebas al equipo de alta tensión.
- Pruebas al equipo en operación a su tensión nominal.
- Prueba de protección, medición y control.

Las pruebas al equipo en alta tensión, dependen específicamente del equipo al que se someterá a prueba ya sea el transformador de potencia, interruptores o cualquier otro dispositivo, por lo que deben estar desenergizados o fuera de servicio para evitar daños al mismo o provocar una falla en el sistema. Posteriormente, se realizan pruebas a los diferentes equipos energizados operando a su tensión nominal para obtener resultados y poder hacer una comparación con los parámetros que el fabricante ha proporcionado y detectar anomalías que afecten la operación de los dispositivos. Por otra parte, la prueba al equipo de protección, medición y control es aplicada para corroborar la correcta operación de los dispositivos, por lo que es de suma importancia que los relevadores estén a su máxima sensibilidad y logren la detección de la corriente de falla, previniendo daños en el equipo o en la instalación. Se realiza una inspección para comprobar que todos los cables de la instalación y equipos estén conectados a tierra; ya que en caso de presentarse una sobrecorriente provocada por una sobrecarga, esta sea drenada a tierra. Los tableros de protección, control y alarma, deben estar en operación y sin algún bloqueo. Así mismo es necesario comprobar que los circuitos no tengan falsos contactos y evitar puntos calientes que provoquen el mal funcionamiento de los dispositivos. La subestación se energiza hasta llegar a su tensión nominal, se asegura que los aislamientos estén en buen estado y se mantiene la zona en baja tensión. Los transformadores de potencia se conectan por separado por el lado de baja tensión y se procede a cerrar los interruptores de alta tensión para realizar una comprobación de fases con el sistema.

Pruebas finales:

- Faseo de la subestación.
- Toma de carga de la subestación.

El faseo de la subestación, es el procedimiento mediante el cual se comprueba que las fases de alta tensión que sirven como alimentación a toda la subestación, coincidan con las fases que se encuentran en el lado de baja tensión.

El faseo de la subestación en tres puntos:

- Faseo interno.
- Faseo externo.
- Toma de carga de la subestación.

El faseo interno, consiste en conectar las terminales primarias de un transformador de potencial portátil a las cuchillas abiertas del lado fuente, mientras que en el lado secundario, se conecta a un voltímetro.

El faseo externo, se realiza al conectar cada transformador de potencia a la red de alta tensión a través de las cuchillas e interruptores de la subestación.

Toma de carga de la subestación:

Por último, al haber realizado la prueba de faseo y tensión nominal, se realiza la toma de carga, por lo que es necesario polarizar los relevadores, calibrar las protecciones y los equipos de medición para tener una correcta operación con la carga en condiciones normales de operación con cada circuito de la subestación.

3.3 Pruebas de Campo.

Son pruebas especificadas por el fabricante; algunas de ellas se vuelven a realizar en los equipos después de haber sido instalados y antes de su puesta en servicio bajo el nombre de pruebas de campo. Están conformadas de la siguiente manera:

- Recepción y/o verificación del equipo
- Puesta en servicio
- Mantenimiento

Recepción y/o verificación: consiste esencialmente en la inspección a todo equipo nuevo o reparado; en el cual se consideran las condiciones de traslado para realizar un análisis detallado de sus partes o componentes. En el caso de los transformadores de potencia, se lleva a cabo una revisión interna de los devanados.

Puesta en servicio: Esta prueba tiene la finalidad de verificar las condiciones de los equipos que han sido instalados o ajustados y determina si es apto para poner en operación.

Mantenimiento: Realizado periódicamente con base en programas y criterios de operación del equipo.

A continuación se mencionan algunas pruebas realizadas a equipos eléctricos en laboratorios de fábrica antes de su venta, traslado y puesta en servicio.

Prueba de impulso por rayo (NMX-J-308/169/248-ANCE): esta prueba consiste en simular las condiciones de falla en los equipos, provocadas por descargas atmosféricas. Es realizada aplicando impulsos de onda positiva y negativa a los equipos, acorde al nivel básico de impulso para cada nivel de tensión en condiciones normales y en condiciones de falla. Las condiciones

de falla provocada por descargas atmosféricas, tienen la peculiaridad de obtener su valor máximo de tensión en un tiempo de 1.2 microsegundos y su valor de tensión, decrece al 50% de su capacidad en un tiempo de 50 microsegundos.

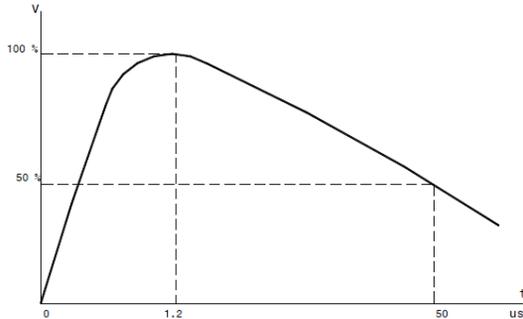


Fig. 3.24 Curva Característica de una Descarga Atmosférica.

Prueba de potencial aplicado (NMX-J-308-ANCE, NMX-J-169-ANCE, NMX-J-248-ANCE): Es una prueba en la cual, se aplica potencial a la frecuencia de operación del sistema a la cual el equipo será sometido. El valor de tensión aplicable va desde el 180% hasta el 300% de la tensión nominal del equipo durante un minuto.

Prueba de descargas parciales (NMX-J-169-ANCE): gracias a esta prueba, es posible determinar las condiciones del aislamiento. Puede detectar las porosidades, grietas y burbujas de aire presentes en un aislamiento sólido.

Prueba de evaluación de la temperatura (NMX-J-248-ANCE): esta prueba, tiene la finalidad de comprobar que el equipo no rebase los límites permisibles de temperatura para su operación.

Prueba de potencial inducido (NMX-J-248-ANCE): esta prueba tiene la finalidad de verificar la resistencia del aislamiento entre partes de un equipo.

Además de las pruebas anteriormente descritas, se tienen otras ya mencionadas también consideradas pruebas de campo, las cuales se describen a continuación.

Resistencia de aislamiento (NMX-J-248-ANCE): Tiene la finalidad de comprobar la calidad y el estado del aislamiento de algún dispositivo. Verifica también, los valores de tensión nominal y de prueba a la que es sometido. El dispositivo con el que se realiza la prueba es conocido como Megger, el cual mide la resistencia del aislamiento (el resultado es expresado en Megaohms) y aplica voltaje de corriente directa durante un tiempo determinado, produciendo una corriente de fuga en el aislamiento.

Factor de potencia del aislamiento (NMX-J-248-ANCE): Se define como: $FP = \cos \theta$. El propósito de esta prueba es distinguir la calidad del aislamiento respecto a diversos contaminantes tal como lo es la humedad, que es absorbida por el aislamiento. Esta prueba a diferencia de la de resistencia de aislamiento, es realizada aplicando voltaje de corriente alterna, el cual es una ayuda para llevar a cabo una medición y una relación de pérdidas y así, detectar el estado del aislamiento.

Rigidez dieléctrica del aceite (CFE D3100-19-2008): Es una prueba que define las propiedades dieléctricas del aceite utilizado en transformadores para soportar diferencias de potencial y evitar flameos entre partes vivas (piernas del transformador) de un equipo. El aceite dieléctrico, tiene la función de aislante, eliminar pérdidas térmicas generadas en el equipo provocadas por fallas.

Relación de transformación (TTR) (NMX-J-248-ANCE): Comprueba que el número de espiras en los devanados de un transformador, coincidan con las vueltas calculadas en el diseño del equipo, de tal manera que las tensiones medidas, sean las que el fabricante proporciona en la placa de datos del dispositivo.

Resistencia de contactos (CFE-V5000-15, NRF-028-CFE-2004): Esta prueba mide la resistencia óhmica entre los contactos de cuchillas e interruptores. La magnitud de esta resistencia, indica el calentamiento esperado, en función de la corriente máxima que provoque la operación de los contactos. Al realizar dicha prueba, se verifica la precisión y el ajuste de apertura de contactos.

Tiempo de apertura y cierre de los contactos del interruptor (CFE-V5000-15, NRF-028-CFE-2004): Esta prueba detecta el desgaste de las partes móviles y contactos del interruptor, para realizar una comparación con los tiempos de operación que establece el fabricante. El tiempo de apertura o disparo, es aquel que transcurre en el instante en que la bobina de disparo es energizada y el tiempo que los contactos tardan en estar completamente abiertos; mientras que el tiempo de cierre, es el momento en el que la bobina de cierre es energizada y los contactos se cierran completamente.

Continuidad eléctrica de circuitos (NMX-J-248-ANCE): Este tipo de prueba es realizada a todo el cableado que va hacia los tableros de control y que llegan a las terminales; así como que los tornillos de las conexiones estén correctamente apretados.

Prueba de polaridad (NMX-J-248-ANCE): Esta prueba es aplicada a transformadores y consiste en determinar las polaridades de las bobinas primarias, secundarias o bien terciarias de ser el caso.

Prueba de tensión mínima de operación (CFE K0000-06): Es una prueba cuya función es verificar la tensión mínima de corriente directa con la que pueden operar las bobinas de disparo de apertura y cierre de un interruptor.

Las pruebas eléctricas, aseguran la puesta en servicio de cada uno de los equipos que conforman una subestación; gracias a esta información, se tiene una base de datos con la cual, es posible estimar y determinar el grado de deterioro que el equipo ha sufrido. Otra ayuda que ofrece la aplicación de pruebas eléctricas, es la referencia y comparación con las pruebas de puesta en servicio después de haber realizado alguna reparación o ajuste en los equipos.

3.4 Transformador.

La transformación eléctrica, es la acción de elevar o reducir potencial eléctrico para llevar a cabo la transmisión y distribución de la energía eléctrica a los usuarios. El transformador es el dispositivo encargado de dicho proceso; es una maquina eléctrica estática que transfiere energía de corriente alterna de un circuito a otro por medio de un campo magnético. El campo magnético es producido cuando la corriente alterna fluye a través de un conductor, de tal manera que es posible generar campo magnético alrededor de dicho conductor. Dicho de otra manera, el transformador tiene su principio de operación en el electromagnetismo y en la inducción electromagnética; por lo que es necesario que las corrientes eléctricas puedan producir campos magnéticos y que dichos campos magnéticos, puedan cambiar en una bobina de alambre e inducir un voltaje en los extremos de esa bobina.

Funcionamiento y partes del transformador: El funcionamiento, radica en una corriente variable que circula por el devanado primario creando un flujo magnético variable en el núcleo del transformador; por lo tanto produce un flujo variable en el devanado secundario, este voltaje se le conoce como fuerza electromotriz (FEM).

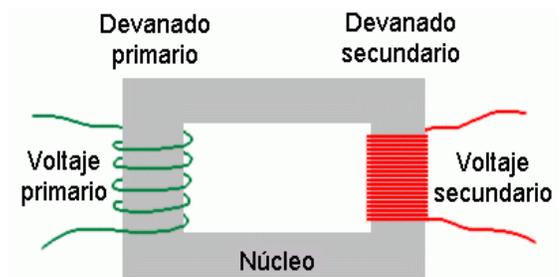


Fig. 3.25 Transformador Eléctrico Simple.

Devanado Primario: Es una bobina conectada a la fuente de energía, encargada de recibir la tensión a transformar y convertirla en flujo magnético.

Devanado secundario: Es la bobina encargada de suministrar energía a la carga donde se genera la fuerza electromotriz provocada por el cambio de magnetismo en el núcleo al cual rodea y transformar el flujo magnético en una diferencia de potencial requerida.

Núcleo del transformador: Es el circuito magnético en el que se enrollan los devanados y donde se produce el flujo magnético. Es el encargado de transportar el flujo del devanado primario al devanado secundario.

El tamaño del transformador, afecta en gran medida el grado de eficiencia del equipo; la energía se disipa en el núcleo, devanados y las estructuras circundantes lo que provoca que la eficiencia del transformador no sea de un 100%. De manera general, entre más grande sea el transformador, mayor será su eficiencia, puesto que en el proceso de transferencia de energía, los transformadores pequeños tienden a perder más potencia que los grandes. Sin embargo, existe otro factor que influye en la eficiencia del equipo; el calor residual producido por las pérdidas, por lo que es necesario incluir la circulación de un refrigerante para eliminar dicho calor y por ende las pérdidas. Algunos transformadores con poca potencia, se enfrían adecuadamente por la circulación del aire. Los transformadores tipo seco por otra parte, cuentan con ventiladores para su enfriamiento o bien, son enfriados mediante nitrógeno u otros gases. El material conductor de un transformador, debe ser protegido para garantizar que la corriente circule alrededor del núcleo y no a través de algún cortocircuito presente entre vueltas del devanado. En los transformadores de potencia, la diferencia de potencial entre devanado primario y secundario puede ser significativamente grande, por lo cual es necesario insertar un

aislamiento entre capas de los devanados, esto evita la formación de arcos internos en el transformador que puedan quemar los recubrimientos del aislamiento, produciendo rebabas y gases volátiles dentro del mismo, por lo cual en la mayoría de los casos se sumergen en aceite dieléctrico, proporcionando un aislamiento adicional.

Clasificación de transformadores por espiras: se clasifican de acuerdo a la relación entre el número de vueltas de los devanados.

- **Devanado de alta tensión:** es el devanado compuesto de muchas vueltas de alambre de cobre, asiladas para soportar el voltaje aplicado en el mismo.
- **Devanado de baja tensión:** este devanado está relativamente compuesto por pocas vueltas de alambre de cobre pesado y es capaz de transportar una corriente considerable a un bajo voltaje.

Clasificación de transformadores por función:

- **Transformadores reductores:** Este tipo de transformadores se conectan de tal manera que el voltaje entregado es menor que el suministrado. Esto es debido a que el devanado primario tiene más vueltas que el secundario.

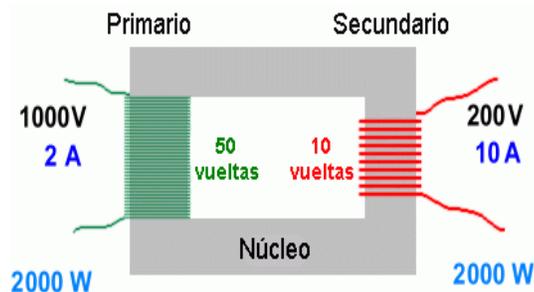


Fig. 3.26 Transformador Reductor.

- **Transformadores elevadores:** estos transformadores tienen la característica de estar conectados de tal manera que el voltaje entregado es mayor que el voltaje suministrado. El devanado primario tiene menos vueltas que el devanado secundario.

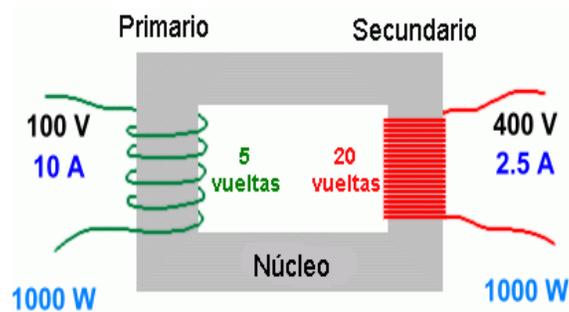


Fig. 3.27 Transformador Elevador.

- **Transformadores aislantes:** Este tipo de transformadores, tienen aproximadamente el mismo número de vueltas en los devanados; sin embargo en algunos casos existe una ligera diferencia con el fin de compensar las pérdidas eléctricas por lo que el voltaje de salida será un poco menor que el voltaje de entrada.
- **Transformadores variables:** El devanado primario y el secundario, tienen un número ajustable de vueltas que se pueden seleccionar sin reconectar el transformador.

Clasificación de transformadores de acuerdo a su tipo de enfriamiento:

- **Tipo AA:** Transformadores tipo seco con auto enfriamiento propio, no contienen aceite ni otros líquidos para enfriamiento, el aire es el medio aislante que rodea el núcleo y los devanados. Por lo general se fabrican en capacidades inferiores a 2000 kVA y voltajes menores a 15 kV.

- **Tipo AFA:** transformadores tipo seco con enfriamiento por aire forzado, son utilizados para aumentar la potencia de los tipo AA y su capacidad es basada en la posibilidad de disipación de calor por medio de ventiladores o sopladores.
- **Tipo AA/FA:** Transformadores tipo seco con enfriamiento natural y con enfriamiento por aire forzado.
- **Tipo OA:** Transformador sumergido en aceite con enfriamiento natural. El aceite circula por convección natural dentro de un tanque que tiene paredes lisas o corrugadas provistas con tubos radiadores. Este tipo de enfriamiento es aplicado en transformadores con potencia mayor a 50 kVA y voltajes superiores a 15 kV.
- **Tipo OA/FA:** Transformador sumergido en liquido aislante con enfriamiento propio y con enfriamiento por aire forzado.
- **Tipo OA/FOA/FOA:** Es un transformador sumergido en liquido aislante con enfriamiento propio con aceite forzado, aire forzado, aceite forzado, aire forzado. Con este tipo de enfriamiento se incrementa el régimen de carga del transformador tipo OA por medio del empleo combinado de bombas y ventiladores. Se usan la mitad de los radiadores y la mitad de las bombas con lo que se logra incrementar 1.33 veces la capacidad del tipo OA. Se hace trabajar la totalidad de los radiadores y bombas, logrando un aumento de 1.667 veces la capacidad del OA. Este tipo de transformadores, son fabricados en capacidades de 10kVA monofásicos y 15kVA trifásicos.
- **Tipo FOA:** transformador sumergido en liquido aislante con enfriamiento por aceite forzado y de aire forzado. Estos transformadores, pueden absorber cualquier carga pico a plena carga debido a que, los ventiladores y las bombas de aceite trabajan al mismo tiempo.

- **Tipo OW:** Transformador sumergido en liquido aislante con enfriamiento por agua. En estos transformadores, el agua de enfriamiento es conducida por medio de serpentines, están en contacto con el aceite aislante del transformador y es drenado por medio de la gravedad o por una bomba independiente. El aceite circula alrededor de los serpentines por convección natural.
- **Tipo FOW:** Transformador sumergido en liquido aislante con enfriamiento de aceite forzado y con enfriadores de agua forzada. Este tipo de transformadores es igual al FO, la diferencia radica en que el cambiador de calor, es del tipo agua-aceite y el enfriamiento se hace por medio del agua, sin tener ventiladores.

De acuerdo al aislamiento entre los devanados:

- Devanados aislados entre sí.
- Autotransformadores.

Según el número de fases:

- Monofásicos.
- Polifásicos.

Por el método de montaje:

- En poste y plataforma.
- Subterráneos.
- En cavernas.
- Especiales.

Según el propósito de uso:

- Voltaje constante.
- Voltaje variable.
- Corriente.
- Corriente constante.

Según el servicio:

- Gran potencia.
- Pequeña potencia.
- Distribución.
- Iluminación de carteles.
- Control y señalización.

- Para lámparas de descargas gaseosas.
- Para timbres.
- Para instrumentos.
- Corriente constante.
- Transformadores en serie para alumbrado público.

Según el nivel de potencia:

- De fracción de 1 W a Miles de MW.

Según la clase de voltaje:

- De pocos volts a 750kV.

Según el rango de frecuencia:

- Para alimentación, audio, RF, etc.

Por el tipo de subestación:

- Convencionales.
- Encapsuladas en Hexafluoruro de azufre (SF6).

El transformador es un dispositivo de suma importancia, por lo cual es necesario monitorear su operación, protegerlo ante cualquier falla y garantizar su operación continua evitando así, afectaciones a los usuarios. Como ya se ha mencionado anteriormente, previo a la puesta en servicio de cualquier transformador es necesario someterlo a pruebas eléctricas, por lo que se mencionara y describirá cada una de las pruebas que se realizan en campo, las cuales ayudan a comparar los estándares ideales de operación que establece el fabricante y de ser necesario, realizar algún tipo de mantenimiento, para determinar si el equipo es viable para entrar en operación.

3.5 Pruebas eléctricas a transformadores.

Se clasifican en tres tipos:

- **Pruebas eléctricas:** Se realizan con la finalidad de verificar la condición general del transformador para posteriormente, programar medidas preventivas o correctivas.
- **Pruebas físico-químicas:** Estas pruebas se realiza con el fin de verificar la condición del aceite y programar medidas preventivas (reacondicionamiento del aceite) o bien, correctivas (cambio de aceite). El análisis es realizado con base en las características físicas, eléctricas y químicas del aceite.
- **Análisis de gases disueltos en aceite:** Dicha prueba es realizada para detectar fallas incipientes en los transformadores, concentrando en el aceite dieléctrico gases volátiles que afectan el desempeño del equipo. El aceite es enviado a laboratorios para medir e identificar la concentración de gases disueltos en aceite.

Dichas pruebas, son aplicadas a transformadores de distribución o potencia en los diferentes tipos existentes; es decir tipo subestación, pedestal y seco.

Prueba de resistencia de aislamiento (NMX-J-248-ANCE): Esta prueba brinda una idea rápida y confiable de las condiciones del aislamiento total del transformador. Una de las ventajas de esta prueba, es la detección de humedad en porcelana, papel, barnices etc. Puesto que la mayoría de los dispositivos están fabricados con estos materiales. Los aislamientos solidos del transformador, están compuestos principalmente por madera, papel y cartón. El 95% de estos aislamientos, son papel kraft y cartón utilizados para brindar rigidez dieléctrica como mecánica a los aislamientos.

La prueba de resistencia de aislamiento, es parte del mantenimiento preventivo, es necesario comprender las diferentes y posibles causas de degradación del aislamiento. De esta manera, se puede llevar a cabo la implementación de medidas pertinentes y correspondientes para corregir la degradación. Las causas de fallo del aislamiento, se clasifican en cinco tipos.

- **Fatiga eléctrica:** la fatiga eléctrica, está referida principalmente al desgaste del aislamiento producido por sobretensiones y caídas de tensión.
- **Fatiga mecánica:** este tipo de desgaste, es producido por los golpes directos contra los cables o de forma general, contra la instalación eléctrica de los equipos.
- **Fatiga de origen químico:** la proximidad a los productos químicos, aceites, vapores corrosivos y polvo afectan el rendimiento del aislamiento de los materiales.
- **Fatiga por cambios de temperatura:** Dicho desgaste es provocado por el funcionamiento del aislamiento a temperaturas extremadamente elevadas, es un factor que reduce el tiempo de vida del aislamiento y envejecimiento del material.
- **Contaminación ambiental:** La aparición de moho y la acumulación de partículas en entornos húmedos y calurosos, también provocan la degradación del aislamiento.

La prueba de resistencia de aislamiento, es una prueba de potencial, por lo que la tensión debe ser restringida a valores apropiados que dependan del voltaje nominal de operación del equipo a probar y de las condiciones del aislamiento. Si la tensión de prueba es alta, provocara fatiga en el aislamiento.

La prueba es realizada con un medidor de resistencia de aislamiento a una tensión de 2500V a 5000V aplicada por 10 minutos. El medidor de la resistencia de aislamiento, produce un voltaje de corriente directa y a su vez, genera una corriente de fuga conformada por tres componentes:

- Corriente capacitiva:** Corresponde a la carga de la capacidad del aislamiento a probar. Esta corriente es transitoria, al principio relativamente alta y disminuye exponencialmente a un valor cercano a cero cuando el circuito está cargado eléctricamente. Después de unos segundos, esta corriente resulta inapreciable, comparada con la corriente medida. Cabe mencionar que, el aislamiento funciona como el dieléctrico en un capacitor; al aplicar voltaje de corriente directa, la corriente de carga fluye por el capacitor, hasta su valor máximo de carga para que posteriormente decrezca hasta valores despreciables, lo cuales indican la baja resistencia de aislamiento.
- Corriente de absorción dieléctrica:** Corresponde a la aportación de energía necesaria para que las moléculas del aislante sean reorientadas bajo el efecto del campo eléctrico aplicado. Dicha corriente, decrece mucho más lento que la corriente de carga capacitiva y requiere de más tiempo (minutos) para alcanzar un valor cercano a cero.
- Corriente de conducción o de fuga:** Es la corriente que fluye por medio del aislamiento con una magnitud constante, indica la calidad y estabilidad del aislamiento en el tiempo.

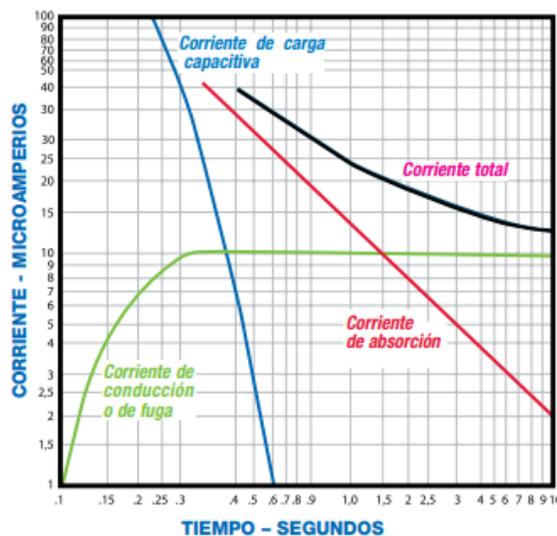


Fig. 3.28 corrientes en función del tiempo.

Las lecturas de resistencia de aislamiento, comúnmente disminuyen al utilizar potenciales altos. Sin embargo, para aislamiento en buenas condiciones, se obtendrán valores semejantes para

diferentes tensiones de prueba. Si al aumentar la tensión de prueba, se reducen significativamente los valores de resistencia de aislamiento, puede ser una prueba de que existen imperfecciones o fracturas en el aislamiento, agravadas por suciedad o humedad, lo cual puede ocasionar desperfectos.

Métodos de medición de la prueba:

Índice de polarización: Corresponde a la aplicación de las medidas en un intervalo de tiempo de aplicación de la tensión de prueba; se realizan mediciones a 1 y 10 minutos respectivamente. La relación de la resistencia de aislamiento a 10 minutos sobre la de un minuto, es considerada como el índice de polarización el cual, permite definir la calidad del aislamiento.

$$p_i = \frac{R \text{ aislamiento a 10 minutos}}{R \text{ aislamiento a 1 minuto}}$$

Índice de absorción dieléctrica: Para equipos que contengan aislantes en los cuales, la corriente de absorción disminuye rápidamente la lectura de las resistencias de aislamiento a los 30 y 60 segundos, puede ser suficiente para calificar el aislamiento.

$$I_{ad} = \frac{R \text{ aislamiento a 60 segundos}}{R \text{ aislamiento a 30 segundos}}$$

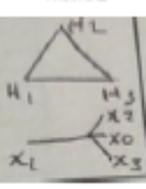
La figura 3.29, muestra las condiciones aceptables y despreciables del estado del aislamiento y calificar el aislamiento del equipo en prueba.

Estado del aislamiento	I_{AB}	I_p
Malo	Menor de 1.10	Menor de 1.0
Dudoso	De 1.10 a 1.25	Menor de 1.5
Regular	De 1.25 a 1.40	De 1.5 a 2.0
Bueno	De 1.40 a 1.60	De 2.0 a 3.0
Muy bueno	Mayor de 1.60	De 3.0 a 4.0

Fig. 3.29 Calidad del aislamiento.

El método de medición por polarización también es llamado método de tiempo corto; el cual tiene su principal aplicación en equipos pequeños y en aquellos que no tiene una característica notable de absorción, como es el caso de los interruptores, cables y apartarrayos; mientras que el método de absorción dieléctrica, es aplicado principalmente en transformadores de potencia y en grandes maquinas rotatorias. La ahora extinta Compañía de Luz y Fuerza del Centro, utilizaba estos métodos descritos para evaluar la calidad y eficiencia del aislamiento. Aunado a eso, graficaban las corrientes ya mencionadas en función del tiempo, como referencia para la comparación de las pruebas futuras. La Comisión Federal de Electricidad, también realiza estos dos métodos para evaluar el aislamiento de los equipos de la subestación; sin embargo, existen otros métodos para la evaluación del aislamiento eléctrico; en la figura 3.30 se observa una prueba realizada a un transformador de potencia; en el anexo A1, se pueden consultar tablas de valores mínimos de aislamiento y corrección por temperatura para realizar la prueba.

Para calcular los índices de polarización y absorción dieléctrica en la posición RH-RXH, se divide el valor obtenido de la medición en el tiempo a 10 minutos entre el obtenido a un minuto, posteriormente se obtendrá el rango en el tiempo a 1 minuto, siguiendo las formulas anteriormente establecidas; es decir, $P_i = 10/1 = 2.67/1.61 = 1.6584$; $I_{ad1/1/2} = 1.61/1.36 = 1.1838$. Los índices en la posición RX-RHX, serán los siguientes: $P_i = 10/1 = 1226/714 = 1.7171$; $I_{ad} = 1/1/2 = 714/580 = 1.23$. Los índices en la posición RHX serán los siguientes: $P_i = 10/1 = 2276/1606 = 1.4172$; $I_{ad1/1/2} = 1606/768 = 2.0911$. El envejecimiento de los aislamientos, produce aumentos en la corriente de absorción que el aislamiento toma, detectado con un decremento gradual de la resistencia de aislamiento.

<h2 style="margin: 0;">TRANSFORMADORES</h2> <h3 style="margin: 0;">PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO</h3>				FECHA ULTIMA PRUEBA: <u>05-esp-05</u> REPORTE No.: <u>1</u> DIVISION: <u>CENTRO SUR</u> ZONA: <u>CUERNAVACA</u>								
SUBESTACION: <u>CUERNAVACA</u>		EQUIPO (CLAVE): <u>CUE-T2</u>		FECHA: <u>19-mar-19</u>								
No. DE SERIE: <u>F-841-02-003</u>		VOLTAJE (kv) <u>A.T. 85 B.T. 23</u>		MARCA: <u>CMAE</u> TIPO: <u>OA,FA,FA</u>								
				CAPACIDAD: <u>20,25,30</u> MVA								
				TER.: _____ IMPEDANCIA: <u>9.74, 12.08</u> %								
TEMP. DEV.: <u>40</u> °C		TEMP. ACEITE: <u>40</u> °C		TEMP. AMB.: <u>38</u> °C								
MEGGER No. DE SERIE: <u>9280013</u>		ESCALA: <u>1.0</u>		MULTIPLICADOR: <u>1.0</u>								
				MARCA: <u>METREL</u>								
CONEXIONES DE PRUEBA										INDICES		
LINEA		H			H			X			RH-RHX	
GUARDA		-			Tq			-			10/1 1,6584	
TIERRA		X-Tq			X			H-Tq			1/1/2 1,1838	
TEMPO DE LA PRUEBA (MIN)	LECTURAS			LECTURAS			LECTURAS					
	MEDIDA	MULTIPLI CADA	CORRECCION A 20 °C	MEDIDA	MULTIPLI CADA	CORRECCION A 20 °C	MEDIDA	MULTIPLI CADA	CORRECCION A 20 °C			
1/4	1,05	1	1,05	507	1	507	489	1	489	RX-RHX		
1/2	1,36	1	1,36	768	1	768	580	1	580	10/1 1,7171		
3/4	1,47	1	1,47	954	1	954	660	1	660	1/1/2 1,231		
1	1,61	1	1,61	1.606	1	1606	714	1	714	R _{XH}		
2	2	1	2	1.556	1	1556	781	1	781	10/1 1,4172		
3	2,32	1	2,32	91.919	1	91919	804	1	804	1/1/2 2,0911		
4	2,41	1	2,41	1.246	1	1246	971	1	971	DIAGRAMA FASORIAL		
5	2,4	1	2,4	1.446	1	1446	1.386	1	1386			
6	2,4	1	2,4	1.446	1	1446	1.386	1	1386			
8	2,46	1	2,46	1.606	1	1606	1.126	1	1126			
7	2,52	1	2,52	1.846	1	1846	1.166	1	1166			
8	2,56	1	2,56	2.006	1	2006	1.146	1	1146			
9	2,61	1	2,61	2.126	1	2126	1.206	1	1206			
10	2,67	1	2,67	2.276	1	2276	1.226	1	1226			

CONDICIONES METEOROLÓGICAS: _____

CORRECCIÓN POR TEMPERATURA PARA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.				RESISTENCIA MÍNIMA DE AISLAMIENTO EN ACEITE A 20 °C.			
TEMP. DEL TRANSFORMADO (°)	FACTOR DE CORRECCIÓN	TEMP. DEL TRANSFORMADO (°)	FACTOR DE CORRECCIÓN	VOLTAJE ENTRE FASES (kv)	MEGAHOMS	VOLTAJE ENTRE FASES (kv)	MEGAHOMS
95	88,00	35	2,60	1,20	32	92,00	2480
90	88,00	30	1,80	2,50	68	115	3100
85	48,00	25	1,30	5,00	135	138	3720
80	38,20	20	1,00	8,65	230	161	4350
75	28,80	16	0,73	15,00	410	196	5300
70	20,00	10	0,64	25,00	670	230	6200
65	14,80	6	0,40	34,50	930	287	7750
60	11,00	0	0,30	46,60	1240	345	9300
55	8,10	-6	0,22	69,00	1860		
50	8,00	-10	0,18				
45	4,60	-16	0,12				
40	3,30						

INDICES DE POLARIZACIÓN Y ABSORCIÓN PROMEDIO MÍNIMO

10/1 = 1.5

1/1/2 = 1.2

FACTOR DE CORRECCIÓN UTILIZADO: 1

* TEMPERATURA DEL ACEITE _____

VALOR DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL NÚCLEO A TIERRA _____ MEGAOHMS A 1000 VOLTS.

OBSERVACIONES: NO SE REALIZO PRUEBA DE AISLAMIENTO AL NUCLEO POR TENER INDICES CORRECTOS

PROBÓ: EQUIPO No. 3 REVISÓ: _____

Fig. 3.30 Prueba de resistencia de aislamiento, realizada a un transformador de potencia.

Prueba de resistencia del aislamiento del núcleo (NMX-J-169-ANCE2015): Esta prueba, se realiza a transformadores que están en preparación para su puesta en servicio. Tiene la finalidad de verificar la resistencia del núcleo y su correcto aterrizamiento; comprobando la correcta geometría del núcleo y asegurar que el transformador no haya sufrido desplazamiento del mismo. También es aplicable a transformadores que presenten calentamiento sin necesidad de llegar a su capacidad nominal de operación. Es necesario que en esta prueba, se reduzca considerablemente el nivel de aceite del transformador para poder tener acceso al núcleo, desconectar la conexión a tierra del núcleo y tanque a conectar. La línea del medidor de aislamiento, debe ser conectada al núcleo y conectar la terminal de tierra del medidor de resistencia de aislamiento al tanque del transformador.

El valor de resistencia del aislamiento del núcleo, debe ser de $200M\Omega$ correspondiente a una tensión de aplicación de 500 Volts.

Prueba de Factor de potencia del aislamiento (NMX-J-248-ANCE, ANSI/IEEE C57.12.00): El factor de potencia del aislamiento, es otra manera de evaluar las condiciones operativas del aislamiento e identificar los cambios en las propiedades dieléctricas provocados por la contaminación o envejecimiento. Esta prueba también es de utilidad para detectar humedad en el aislamiento. El factor de potencia aumenta directamente con la temperatura del transformador, por lo que es necesario referir los resultados obtenidos a una temperatura base de $20^{\circ}C$ con la finalidad de realizar algunas comparaciones con pruebas tomadas en pruebas anteriores, midiendo la relación de pérdidas generadas por la humedad absorbida por el aislamiento; siendo independiente al volumen del aislamiento a probar. El equipo de medición de prueba, mide la corriente de carga, y la potencia de pérdida, el factor de potencia, la

capacitancia y la resistencia de corriente alterna, pueden ser calculados por una tensión de prueba dada.

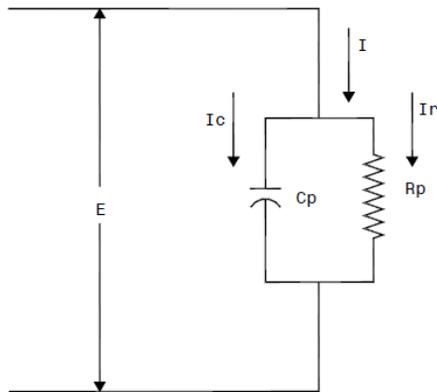


Fig. 3.31 Circuito equivalente simplificado del comportamiento de un dieléctrico. Se representa como un capacitor conectado en paralelo con una resistencia.

El resultado, es una cantidad expresada en porcentaje, obtenida del resultado formado por la corriente de carga y pérdidas que toma el aislamiento al aplicarle un potencial determinado (característica de los aislamientos al ser sometidos a campos eléctricos). Por otra parte, las pérdidas dieléctricas se hacen presentes, al estar en fase con la tensión aplicada, atravesando el aislamiento, debido a la imperfección del mismo y la presencia de la corriente de carga puramente capacitiva. Es de utilidad aplicar el triángulo de potencias para determinar el factor de potencia resultante de las mediciones realizadas.

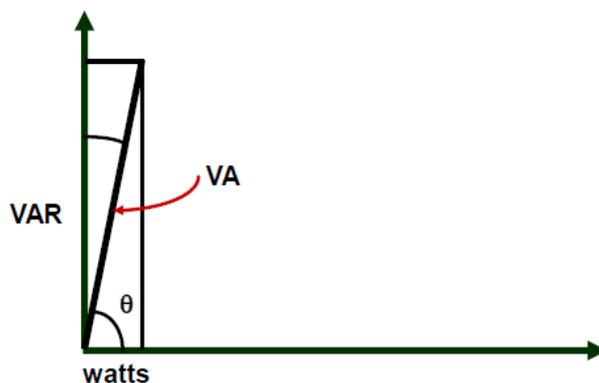


Fig. 3.32 Triangulo de potencias.

El eje X representa la potencia real mediada en Watts, que se disipan en el aislamiento, corresponde a la parte resistiva del equipo de prueba.

El eje Y, representa la potencia reactiva (VAR) consumida por el aislamiento, la cual corresponde a la parte capacitiva del equipo bajo prueba.

La suma vectorial de ambas potencias, corresponde a la potencia activa (VA).

El factor de potencia, es el coseno del ángulo Θ (teta) formado por la potencia real y la potencia activa. Es una cantidad adimensional y se calcula de la siguiente manera:

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{\text{Watts}}{\text{Volt Ampere}}$$

El criterio para considerar un factor de potencia aceptable para un transformador sumergido en aceite va desde 0.5 a 1.0% a una temperatura de 20°C. Para valores mayores a 1.0%, es necesario investigar la causa que origina este incremento. Muchas veces puede ser provocado por degradación del aceite aislante, humedad y/o suciedad en los aislamientos, incluso por mal funcionamiento en las boquillas de conexión.

Las pruebas de factor de potencia a transformadores, se realiza con el equipo des energizado y completamente asilado, las terminales de cada devanado incluyendo el neutro, deben conectarse juntas. La finalidad de esta acción, es eliminar cualquier efecto inductivo en las mediciones del aislamiento. En la figura 3.33, se muestra una prueba de factor de potencia del aislamiento, realizada a un transformador de potencia; mientras que en el anexo A2, se ilustran tablas de factor de factor de potencia y sus correcciones por temperatura.

TRANSFORMADOR DOS DEVANADOS
PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA DE AISLAMIENTO

FECHA ÚLTIMA PRUEBA _____
 REPORTE No. 1
 DIVISIÓN CENTRO SUR
 ZONA CUERNAVACA

SUBESTACIÓN: Cuernavaca FECHA: 19-mar-19
 EQUIPO (CLAVE): CUE-T2 MARCA: CMAE TIPO: OAFABA
 NÚMERO DE SERIE: F-841-02-003 CAPACIDAD: 20,25,30 MVA
 VOLTAJE (kv): A.T.: 85 B.T.: 23 IMPEDANCIA: 9.74 COND. AMBIENTE: SOLEADO
 TEMP. DEV.: 40 °C TEMP. ACEITE 40 °C TEMP. AMB: 38 °C H.R.: 20 %
 EQUIPO DE PRUEBA MARCA: DOBLE No. DE SERIE: 120910484 MODELO: M4100

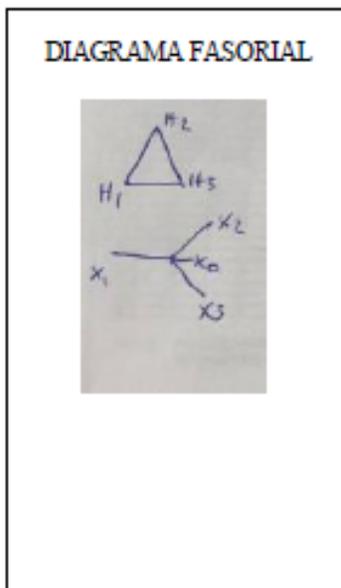
PRUEBA CON ACEITE Y BOQUILLAS.

FACTOR DE CORRECCIÓN: 1.0

PRUEBA	CONEX. PARA PRUEBAS			kv DE PRUEBA	PRUEBA A 2.5 kv.						% FACTOR DE POTENCIA		INICIALES P / COND. AISL. B = BUENO D = DEFECTUOSO I = INVESTIGAR M = MALO CAPACITANCIA EN DEVANADOS	COND. DE AISL.
	CABLE ALTO VOLTAR	CABLE BAJO VOLTAR	SELECTOR EN		MILIVOLTAMPERES			MILIWATTS			MEDIDO	CORR. A 20 °C		
					LECTURA MEDICIÓN	MULTIPLICADOR	MVA	LECTURA MEDICIÓN	MULTIPLICADOR	MW				
1	ALTA	BAJA	TIERRA	10.0	36.948	1.0	36.948	1.243	1.0	1.243	0.34	0.26		
2	ALTA	BAJA	GUARDA	10.0	6.368	1.0	6.368	(-001.0)	1.0	(-001.0)	(-1.63)	(-1.2)	C _{ex} "	1688.9
3	ALTA	BAJA	UST	10.0	25.741	1.0	25.741	0.751	1.0	0.751	0.22	0.22	C _{ex} "	811.7
4	BAJA	ALTA	TIERRA	10.0	80.725	1.0	80.725	2.873	1.0	2.873	0.28	0.28		
5	BAJA	ALTA	GUARDA	10.0	31.404	1.0	31.404	(-005.8)	1.0	(-005.8)	(-1.4)	(-1.4)	C _{ex} "	3229.0
RESULTADOS CALCULADOS							30.580			2.283	0.58	0.58	C _{ex} "	(PRUEBA 1 MENOS PRUEBA 2)
							49.324			8.703	1.36	1.36	C _{ex} "	(PRUEBA 4 MENOS PRUEBA 5)
PRUEBA AL ACEITE														TEMP. ACEITE _____ °C

Los valores MVA y MW deben compararse con los valores C₁₀₀

TRANSFORMADOR EN ACEITE			ACEITE			TRANSFORMADOR EN ASKAREL		
FACTOR DE POTENCIA A 20 °C	EXCELENTE	≤ 0.5 %	FACTOR DE POTENCIA A 20 °C	NUOVO	0.05 %	FACTOR DE POTENCIA MÁXIMO A 20 °C = 3 %		
	LÍMITE	≤ 1.0 %		BUENO MÁX.	0.5 %			



OBSERVACIONES _____

 PROBO: _____
 REVISO: _____
 ENVIAR COPIAS A: _____

Fig. 3.33 Prueba de factor de potencia del aislamiento, realizada a un transformador de potencia.

Prueba de corriente de excitación (NMX-J-123-ANCE-2015): Esta prueba aplicada a transformadores de potencia, determina la existencia de espiras en corto circuito, desplazamiento de los devanados, el núcleo y conexiones defectuosas. Es realizada con un medidor de factor de potencia, aplicando voltaje de corriente alterna. Para llevar a cabo esta prueba, las corrientes de excitación, deben ser aplicadas en el devanado de mayor tensión; es decir, primero se energiza una terminal registrando las lecturas medidas y enseguida, se energiza la otra terminal haciendo el registro de las lecturas obtenidas, con la finalidad de verificar el devanado en sus extremos y corroborar la consistencia de la prueba. La corriente de excitación, es obtenida en el devanado primario al aplicarle tensión mientras el devanado secundario se encuentra en circuito abierto. La corriente de excitación, está constituida por dos componentes corriente reactiva magnetizante del núcleo y la componente de fase o pérdidas en el núcleo, cobre y el aislamiento.

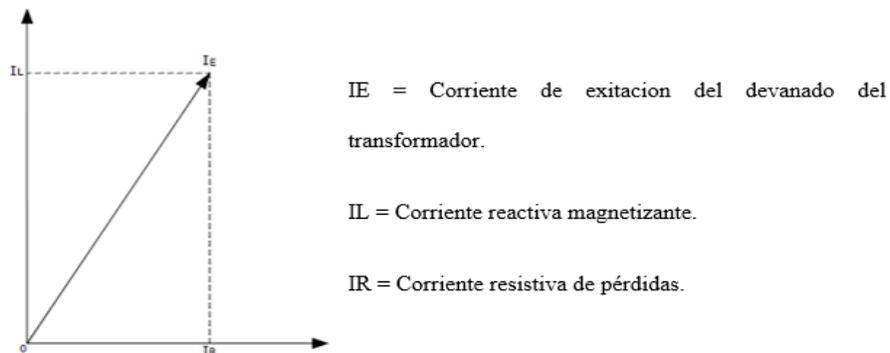


Fig. 3.34 Diagrama vectorial del comportamiento de corrientes.

La magnitud de la corriente de excitación, depende de la tensión aplicada, el número de vueltas en el devanado, dimensiones del devanado, la reluctancia y otras condiciones tanto geométricas como eléctricas existentes en el transformador. Sin embargo, existen factores determinantes que afectan la prueba; el magnetismo remanente en el núcleo por ejemplo y la inducción electromagnética en el transformador.

El magnetismo, es uno de los elementos que genera conflictos, debido a que al conectar un transformador con magnetismo remanente, la corriente magnetizante o de arranque (inrush) que demanda el transformador, aumenta de manera considerable, originando valores anormales de corriente de excitación durante las pruebas; es decir, se obtienen valores falsos que pueden suponer estados de falla en los devanados. Se dice que un transformador queda magnetizado, debido al desplazamiento angular entre las corrientes de cada una de las fases, quedando solo dos piernas del núcleo magnetizadas. Si una de las corrientes se encuentra en 0° , las otras quedaran en 120° y en 240° respectivamente, lo que provocara el efecto del magnetismo remanente. Cabe mencionar que el magnetismo remanente, principalmente se origina cuando un transformador es desconectado de su fuente de alimentación. Una de las maneras en que se desmagnetiza el núcleo de un transformador, es mediante la aplicación de corriente directa al devanado bajo prueba e invertir su polaridad; por lo que al inyectar un voltaje pequeño de corriente directa, se generan corrientes elevadas producidas por la baja resistencia de los devanados del transformador ante la corriente directa. La tensión puede ser inyectada por medio de un acumulador, aplicando tensiones desde 6, 12 o 24 VCD aunado a eso, es necesario contar con un amperímetro, un reóstato y un interruptor de doble polo para realizar la desmagnetización del transformador.

Si el devanado a probar, tiene una conexión en Y, será necesario desconectar el neutro del devanado bajo prueba. Si la conexión es Y-Y, será necesario desconectar el neutro del devanado bajo prueba y aterrizar el neutro del devanado de menor tensión. Al energizar el devanado bajo prueba, el potencial es inducido en el resto de los devanados, por lo que el potencial de prueba en los devanados conectados en Y, no debe exceder la tensión nominal de línea al neutro del

transformador; mientras que la tensión de prueba en los devanados conectados en Δ no debe exceder la tensión nominal de línea a línea del transformador.

Análisis de resultados: Una corriente excesiva, puede deberse a un corto circuito entre dos o varias espiras del devanado, efectos dentro del circuito magnético tales como fallas del aislamiento de los tornillos de sujeción del núcleo o entre laminaciones. En conexiones Δ en el lado de alta tensión, es el valor de corriente obtenido en la medición de la fase central (H2-H1), cuyo valor debe ser aproximadamente la mitad del valor de las fases adyacentes (H1-H3), (H3-H2); mientras que para transformadores con conexión Y, el valor de la corriente en la fase central (H2-H0) debe ser un poco menor al valor de las fases adyacentes (H1-H0), (H3-H0).

En el anexo A3, se ilustran los valores de referencia con valores típicos obtenidos en campo, para realizar la prueba de corriente de excitación y tener una guía auxiliar.

Prueba de Relación de Transformación (TTR) (NMX-J-248-ANCE): La relación de transformación, se define como el número de vueltas o tensiones del devanado primario al secundario; o la relación de corrientes del devanado secundario al primario. Se define mediante

la siguiente ecuación:

$$RT = \frac{NP}{NS} = \frac{VP}{VS} = \frac{IS}{IP}$$

Donde:	NS = Número de vueltas en el devanado secundario
RT = Relación de transformación.	VP = Voltaje en el devanado primario.
NP = Número de vueltas en el devanado primario.	VS = Voltaje en el devanado secundario
IP = Voltaje en el devanado primario.	IS = Corriente en el devanado secundario

La prueba determina:

- Condiciones del transformador después de la operación de protecciones primarias tales como: protección diferencial, Buchholz, fusibles de potencia etc.
- Identificación de espiras en corto circuito.
- Identificación de problemas provocados por corrientes circulantes y distribución de carga con transformadores en paralelo.
- Cantidad de espiras en bobinas de transformadores.
- Circuitos abiertos en espiras, cambiador de derivaciones, conexiones hacia boquillas etc.
- Verifica el diagrama de conexiones de los transformadores.

La prueba, se debe realizar en todas las posiciones del cambiador de derivaciones y previo a la puesta de servicio del transformador. Para transformadores en operación, será necesario realizar la prueba en el TAP de operación, al realizar alguna modificación en el cambiador de derivaciones o bien, cada que las conexiones internas son removidas por reparación de los devanados, reemplazo de bushings (boquillas de conexión) o mantenimiento al cambiador de derivaciones. Es realizada con un probador de relación de transformación, conocido como TTR (Transformer Test Ratio) integrado por un transformador patrón que cuenta con un gran número de derivaciones, permitiendo obtener una relación de transformación variable. La relación de transformación del patrón, se puede modificar por medio de los selectores del equipo, mientras que la lectura de la relación de transformación se obtiene en los indicadores del equipo.

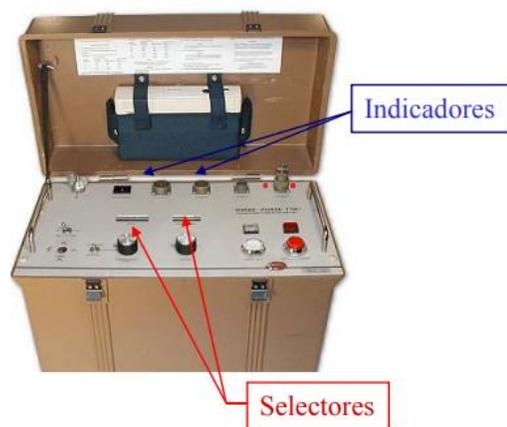


Fig. 3.35 TTR.

El transformador patrón cuenta con un pequeño alternador, cuya función es la de excitar en paralelo los devanados primarios de los transformadores patrón y el sometido a prueba. En el devanado secundario de ambos transformadores, se induce un voltaje proporcional al número de espiras de cada uno; cuando se ajusta el selector del transformador patrón, el voltaje inducido en ambos transformadores es igual; por lo cual en el detector de corriente, estará presente una corriente nula.

El procedimiento de la prueba, consiste en mover el selector de derivaciones hasta lograr que el detector de corriente marque cero. Una vez lograda esta condición, se podrá leer el valor de la relación de transformación que indique el instrumento; es realizada fase por fase conectando cuidadosamente las fases correspondientes, para el caso de un transformador con conexión Y- Δ son:

- Fase A: las conexiones del equipo de prueba, deben realizarse en las boquillas de alta tensión (H1-H0) y en las de baja tensión (X1-X3).

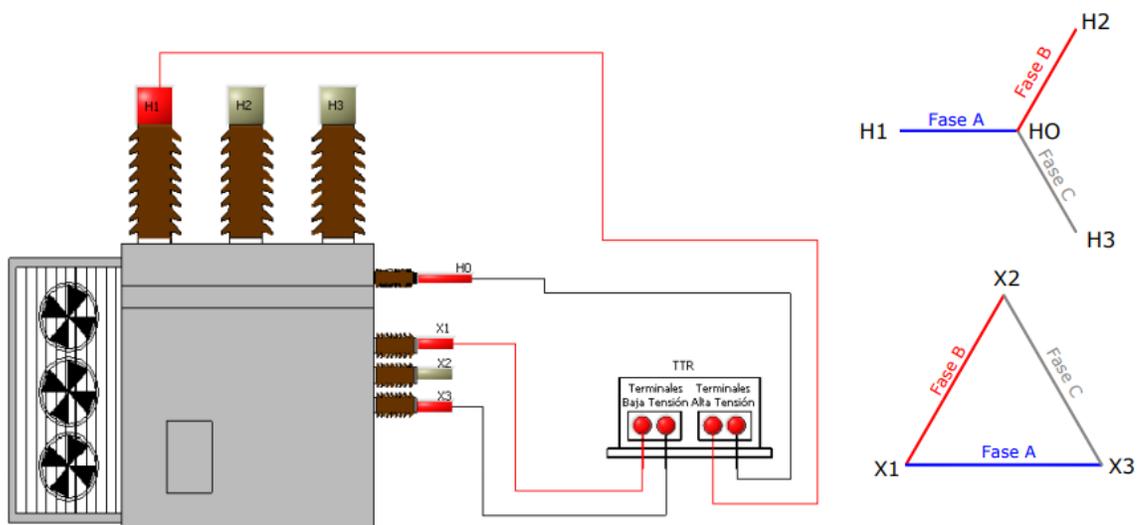


Fig. 3.36 Prueba de fase A.

- Fase B: las conexiones del equipo de prueba, deben realizarse en las boquillas de alta tensión (H2-H0) y de baja tensión (X2-X1).

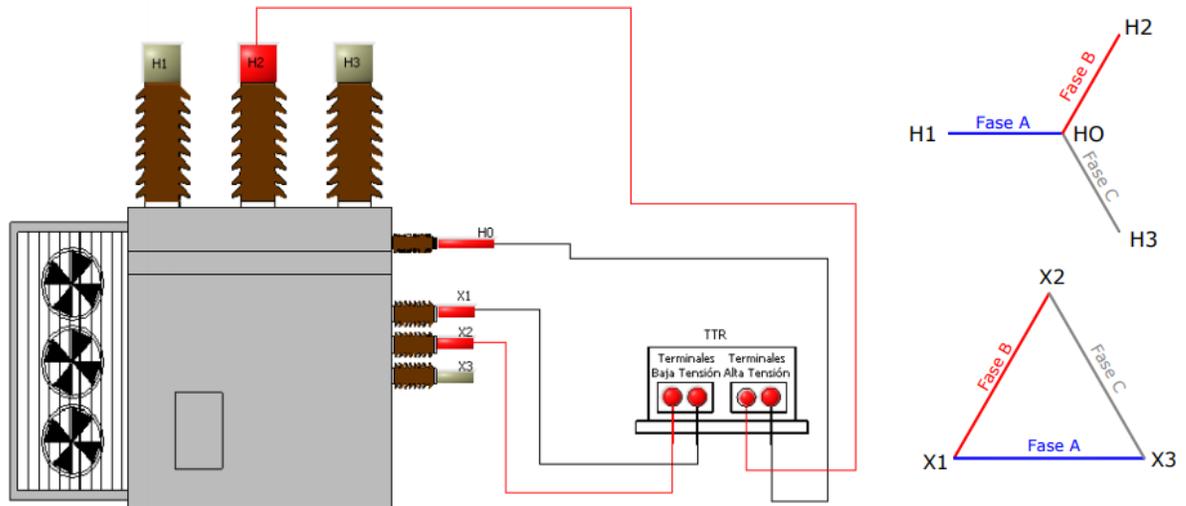


Fig. 3.37 Prueba de fase B.

- Fase C: las conexiones del equipo de prueba, deben realizarse en las boquillas de alta tensión (H3-H0) y en las de baja tensión (X3-X2).

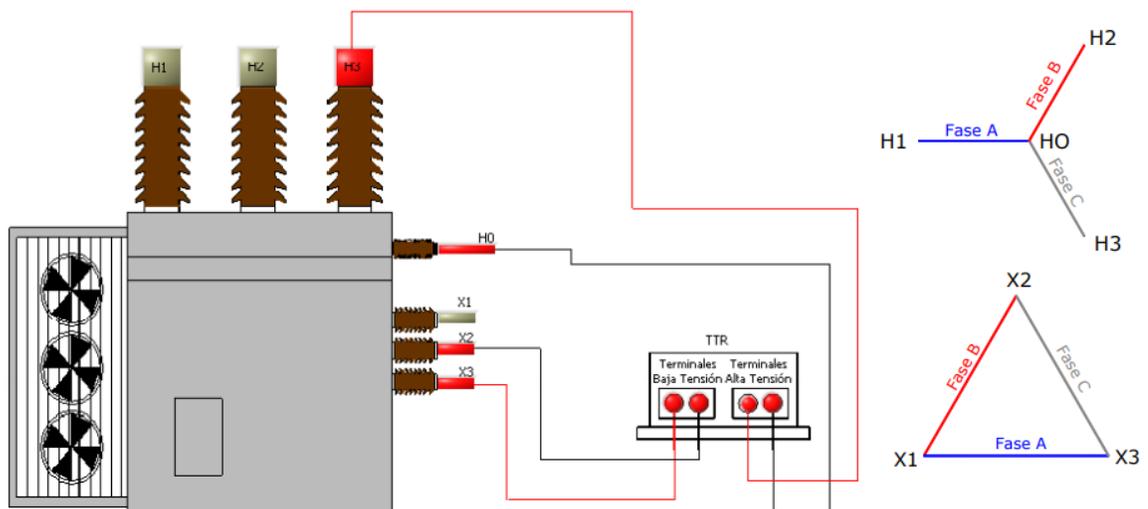


Fig. 3.38 Prueba de fase C.

Conexión para transformadores en Δ -Y:

- Fase A: las conexiones del equipo de prueba deben realizarse en las boquillas de alta tensión (H1-H3) y en las de baja tensión (X1-X0).

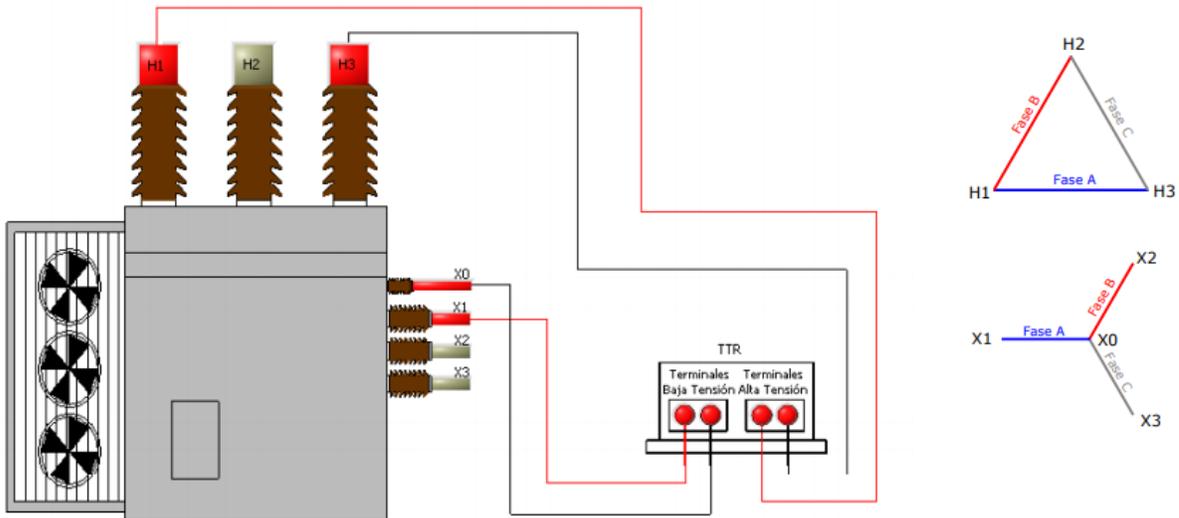


Fig. 3.39 Prueba de fase A.

- Fase B: las conexiones del equipo de prueba deben realizarse en las boquillas de alta tensión (H2-H1) y en las de baja tensión (X2-X0).

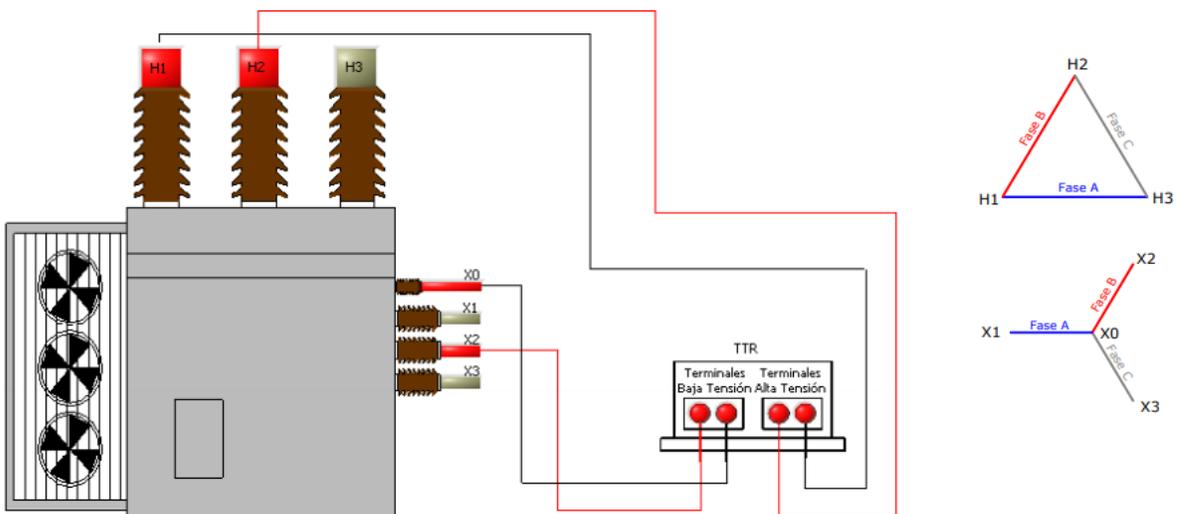


Fig. 3.40 Prueba de fase B.

- Fase C: las conexiones del equipo de prueba deben realizarse en las boquillas de alta tensión (H3-H2) y en las de baja tensión (X3-X0).

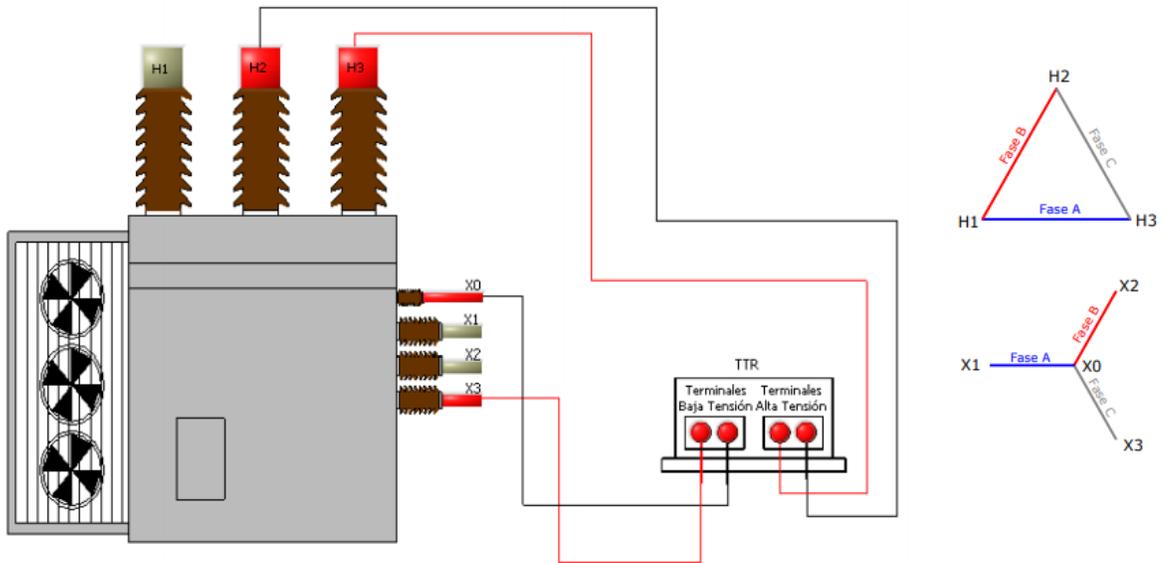


Fig. 3.41 Prueba de fase C.

Interpretación de resultados: cuando el devanado está conectado en Y, la medición se realiza entre fase y neutro mas no entre fases; por lo que es necesario dividir el voltaje de baja tensión entre $\sqrt{3}$. Esta corrección, debe hacerse solo en transformadores con conexión Δ -Y o Y- Δ y siempre se hará del lado de la conexión Y. Una vez calculada la relación de transformación teórica, se aplica la fórmula:

$$\frac{\text{Relacion de transformacion calculada} - \text{relacion de transformacion medida}}{\text{Relacion de transformacion calculada}} \times 100 < 0.5\%$$

Se efectúa la resta de las relaciones de transformación calculada y medida para posteriormente dividir el resultado entre la relación de transformación calculada y multiplicarlo por 100%. El resultado de esta operación, debe ser menor a 0.5 para que el resultado de la prueba sea considerado satisfactorio; el resultado puede resultar negativo por lo que se debe tomar como valor absoluto.

Algunas de las consideraciones que se toman para realizar la prueba de relación de transformación son:

Anotar los datos de placa y diagrama vectorial del equipo a probar; el diagrama vectorial es la referencia para conectar el equipo de medición adecuadamente y evitar dañar el dispositivo. La relación teórica calculada, es una herramienta útil debido a que de esta manera, se toma en cuenta que la relación a medir, es correspondiente a cada fase es decir, lado de alta y baja tensión de los transformadores trifásicos.

Con base en el comportamiento del equipo de medición en conjunto con el dispositivo bajo prueba, se puede diagnosticar alguna falla en el transformador; es decir, si en el equipo de medición, el amperímetro se deflexiona, indica que el transformador bajo prueba está tomando demasiada corriente de excitación lo cual indica que existe un corto circuito entre espiras. Si el transformador en prueba, no consigue obtener un balance con la corriente de excitación, se puede diagnosticar un corto circuito o bien circuito abierto en los devanados, debido a que un potencial pequeño y una corriente excesiva son indicadores de corto circuito entre espiras. Si existe tensión y corriente en condiciones normales pero no existe deflexión en la aguja del equipo, indica que se tiene un corto circuito en algún devanado. Cuando el devanado secundario se encuentra en circuito abierto, no existe indicación de corriente en el amperímetro; sin embargo, si el amperímetro, indica una corriente de excitación normal, se puede concluir que el devanado primario está en circuito abierto o el devanado presenta un corto circuito.

Prueba de Verificación de Impedancia (IEC60076-1-2011): Como su nombre lo dice, esta prueba permite determinar la impedancia de transformadores de potencia nuevos y/o reparados puesto que al realizarla, permite comprobar que la impedancia medida corresponda con la

impedancia que el fabricante proporciona en la placa de datos del equipo. La prueba consiste en aplicar potencial regulable al devanado de baja tensión, mientras que el de alta tensión, se mantiene cortocircuitado; partiendo de 0 volts e incrementando poco a poco hasta alcanzar el valor de las corrientes nominales de cada devanado.

Para determinar el voltaje de corto circuito o bien impedancia, requerido para la prueba, se puede aplicar las siguientes expresiones:

$$V_z = \frac{(V_{nom})(Z)}{100} \quad \text{Ecuación para calcular el voltaje de corto circuito.}$$

$$Z = \frac{(V_z)(100)}{V_{nom}} \quad \text{Ecuación para calcular y corroborar impedancia del transformador.}$$

Dónde: V_{nom} : Voltaje nominal del devanado. Z : Impedancia dada.

Al aplicar la tensión de prueba, la corriente nominal circula por el devanado; por lo que cuando esto ocurre, se realiza la medición de la corriente de cada fase. Si la corriente medida en la prueba, es igual a la corriente nominal de fase, indica que la impedancia de placa del transformador, es correcta; si la corriente medida es diferente a la corriente nominal, significa que la impedancia de placa del transformador es incorrecta. Por otro lado, si el resultado de impedancia calculado, es mayor al especificado en normas o referencias será un indicativo de deficiencias en los devanados y en el núcleo ferromagnético.

Prueba de Resistencia Óhmica de los Devanados (NMX-J-248-ANCE): esta prueba es aplicada para conocer el valor de la resistencia de los devanados de un transformador; así como

el valor de pérdidas que el cobre ha sufrido. También, es útil para detectar falsos contactos en las conexiones de las boquillas, cambiador de derivaciones, soldaduras deficientes y fallas presentes en los devanados. Dicha prueba, se puede efectuar por dos métodos; el método de la caída de potencial o bien, el de los puentes de wheatstone y de kelvin. El método de las caídas de potencial, utilizado cuando la corriente nominal de los devanados es mayor a 1 Ampere. La medición se efectúa aplicando corriente continua por lo que, las lecturas de corriente y voltaje se realizan de manera simultánea; la resistencia, se calcula por medio de la ley de Ohm. Cabe mencionar que, la corriente aplicada para la medición, no debe exceder el 15% de la corriente nominal del devanado bajo prueba; lo cual permite evitar errores por calentamiento de los conductores. Las terminales de los voltímetros, deben ser independientes a las terminales del amperímetro y conectarse lo más cerca posible de las terminales del devanado a medir. Las lecturas de los equipos de medición, serán tomadas hasta que las agujas indicadoras se hayan estabilizado, así se evitara la captura de mediciones erróneas. Es importante tomar al menos tres lecturas tanto de corriente como de voltaje; el promedio de las resistencias medidas, se considerara como la resistencia óhmica del devanado.

El método de los puentes, es de manera general, muy precisa; consiste en aplicar el principio de comparación de una resistencia conocida, comparada con la resistencia a medir. Para obtener buenos resultados, las conexiones deben estar limpias logrando un buen contacto; así como verificar que los puentes y sus baterías, se encuentren en buenas condiciones. Los rangos de indicación de los puentes, son dados por el uso; es decir, para valores de resistencia dentro de un rango de 1 a 50 Ohms, se puede utilizar el puente de wheatstone mientras que para aquellos parámetros dentro del rango de 0.0001 a 5 Ohms, se puede utilizar el puente de kelvin.

Determinación de la temperatura (NMX-J-248-ANCE): La resistencia de los conductores, varía con respecto a la temperatura; por lo que, es necesario que al medir la resistencia, se determine la temperatura del devanado por medir. La temperatura del devanado, deberá ser determinada tan próxima como sea posible al momento de la medición de la resistencia. En transformadores de tipo seco, la temperatura de los devanados, deberá ser tomada como el promedio de las lecturas de varios termómetros insertados entre las bobinas, cuidando que los bulbos estén colocados lo más cerca al devanado por medir. Sin embargo, cuando el transformador está sumergido en aceite o en cualquier otro líquido dieléctrico, la temperatura es la misma que la del líquido aislante. Antes de medir la temperatura en frío, el transformador no debió haber tenido circulación de corrientes o haber sido excitado. La resistencia de los devanados, es referida a la temperatura de operación a plena carga mediante la siguiente ecuación.

$$R_{t1} = R_{t2} \left(\frac{T_a + T_1}{T_a + T_2} \right)$$

Dónde: R_{t1} : Resistencia referida a la temperatura 1.

R_{t2} : Resistencia referida a la temperatura 2.

T_2 : Temperatura del devanado en el momento de la medición de la resistencia R_{t2} en °C

T_a : Constante de resistencia cero, para el cobre = 234.5; para el aluminio = 225.

T_1 : temperatura de operación en °C, determinada por: T_1 =Elevación total de temperatura del transformador + 20 °C.

El valor de la resistencia en transformadores con conexión Δ , implica la medición de una fase en paralelo con la resistencia serie de las otras dos fases. Al realizar la medición en las tres fases, se obtendrán valores similares; sin embargo, si solo se obtienen valores similares en dos fases, es indicio de que un devanado esta fallado.

Para transformadores con conexión Y, el valor de resistencia es similar en las tres fases por lo que, se puede determinar la fase fallada.

Prueba de reactancia de dispersión (NMX-J-248-ANCE): Esta prueba es auxiliar para detectar problemas relacionados con el cambio físico en la geometría del conjunto núcleo-bobinas. Indica la deformación o distorsión de los devanados y su sistema de sujeción en un transformador, debido a los siguientes factores:

- Impactos y movimientos severos durante su transporte o por maniobra.
- Esfuerzos mecánicos provocados por fallas externas de corto circuito soportadas por el transformador.
- Defectos derivados del diseño, fabricación o reparación del transformador.

La mayoría de las fallas en transformadores, inician como problemas mecánicos que, eventualmente incrementan por razones eléctricas. Al presentarse una falla externa por corto circuito, el transformador sufre modificaciones en el núcleo y su geometría física, operando aun con los devanados y/o los sistemas de sujeción parcialmente distorsionados, lo que reduce la confiabilidad y poco a poco la vida útil del transformador. Al realizar la prueba, es importante tener presente que será necesario desconectar los neutros de los devanados del sistema de tierras, colocar puentes entre las terminales de las boquillas del devanado secundario, conectar adecuadamente las terminales del transformador que se va a probar. Para transformadores

nuevos o reparados, será necesario realizar la prueba en cada una de las posiciones del cambiador de derivaciones; mientras que para los equipos que se encuentran fuera de operación, se aplicara la prueba únicamente en el TAP en el que está posicionado. La información que se requiere para la prueba es: % de impedancia, la capacidad base a la que la impedancia se encuentra referida en kVA o MVA. La tensión base de línea a línea para la posición del cambiador de derivaciones durante la prueba en kV. Es necesario seleccionar una tensión adecuada que permita la medición con exactitud para posteriormente medir simultáneamente la tensión y la corriente. La reactancia de dispersión, evalúa las variaciones en la impedancia de la placa de datos del transformador, considerando permisibles aquellas desviaciones entre el 3 y 5%; dentro de las cuales se considera en buen estado el equipo. Una variación en el porcentaje de la reactancia de dispersión mayor entre una prueba anterior y otra posterior, puede ser un factor indicativo de cambio en la geometría de la parte activa del transformador, considerando como falla en el conjunto núcleo-bobinas, con posibilidad de evolución a fallas mayor.

Determinación de la humedad residual en transformadores de potencia (NMX-J-248-ANCE): Los aislamientos sólidos de los transformadores, están compuestos principalmente por papel y cartón. Los tipos de papel utilizados son: el papel kraft y el papel crepe; los cuales son sometidos a tratamientos específicos que refuerzan sus características dieléctricas y mecánicas tales como: la resistencia dieléctrica, resistencia al desgarre, temperatura de utilización y envejecimiento.

Los aislamientos sólidos, tiene como función principal formar una barrera dieléctrica capaz de soportar la diferencia de potencial a las que son sometidas diversas partes del equipo, para evitar corrientes de corto circuito.

El proceso de detección de humedad y secado en transformadores, tienen el propósito de eliminar el agua residual hasta llegar a los valores permisibles en los aislamientos sólidos dentro del transformador. El método de secado en fábrica, varía de acuerdo a la especificación del fabricante; algunos métodos aplicados son: aire caliente y vacío, vapor caliente y vacío, aceite caliente y vacío. Los métodos aplicados, deben reducir la humedad interna del transformador a un 0.3% por peso de los aislamientos secos, manteniendo la temperatura del transformador entre 85°C y 95°C, sin exceder los 100°C y aplicando vacío en fracciones de milímetros de mercurio (mm de Hg), hasta que la humedad extraída sea mínima. El agua contenida en el transformador, afecta la rigidez dieléctrica del papel como la del aceite; puesto que, sus propiedades disminuyen hasta límites peligrosos de esfuerzos a los que dichos materiales son sometidos. El calor, provoca degradación en el papel como en el aceite, generada por pirolisis (cambios químicos en el material) causando afectaciones en la estabilidad de sus propiedades mecánicas y eléctricas. La degradación, depende principalmente de factores tales como la capacidad que tiene el papel para resistir la degradación térmica, retención de productos originados por su propia degradación, presencia de contaminantes orgánicos, naturaleza del medio ambiente y la presencia de humedad.

La humedad residual, es la cantidad de agua expresada en por ciento (%) del peso total de los aislamientos sólidos restantes, que permanecen al final de un proceso de secado. Para la determinación de la humedad residual, se utilizan dos métodos; uno que determina la humedad a partir de la presión de vapor producida en un medio al vacío (al tanque del transformador) y el utilizado para la medición del punto de rocío de un gas en contacto con los aislamientos.

Método del abatimiento de vacío: La presión absoluta dentro de un transformador, es originada por el movimiento molecular de un gas, en este caso se produce por el vapor de agua que se desprende de los aislamientos. Al medir la presión y la temperatura de los devanados, se puede determinar el porcentaje de humedad residual contenida en los aislamientos.

Consideraciones del método de abatimiento de vacío: al haber finalizado el armado y sellado del transformador; estando comunicados con el tanque conservador y radiadores sin aceite, se aplica nitrógeno a una presión de 8 lb/in² durante 24 h. el equipo de medición (vacuómetro de mercurio), deberá estar conectado para aplicar vacío y realizar las mediciones correspondientes. Las lecturas son registradas en intervalos de tiempo de cuatro horas hasta alcanzar un valor estable. En esta condición, se captura la última medición de vacío, para proceder a cerrar la válvula entre el tanque del transformador y el equipo de vacío para posteriormente, tomar lecturas cada cinco minutos en una hora. Si tres lecturas tomadas, tienen el mismo valor, estas serán consideradas como la presión de vapor producida por la humedad residual, a la temperatura a la que los devanados se encuentran. Sin embargo, si las lecturas no se estabilizan o salen de rango, será un indicio de que el transformador tiene humedad interna o bien, que existen fugas de gas. La determinación de la temperatura de los devanados, es medida mediante la prueba de resistencia óhmica. Con los valores de presión de vapor y temperatura, se determina la humedad residual de los aislamientos sólidos del transformador, utilizando gráfica 3.38.

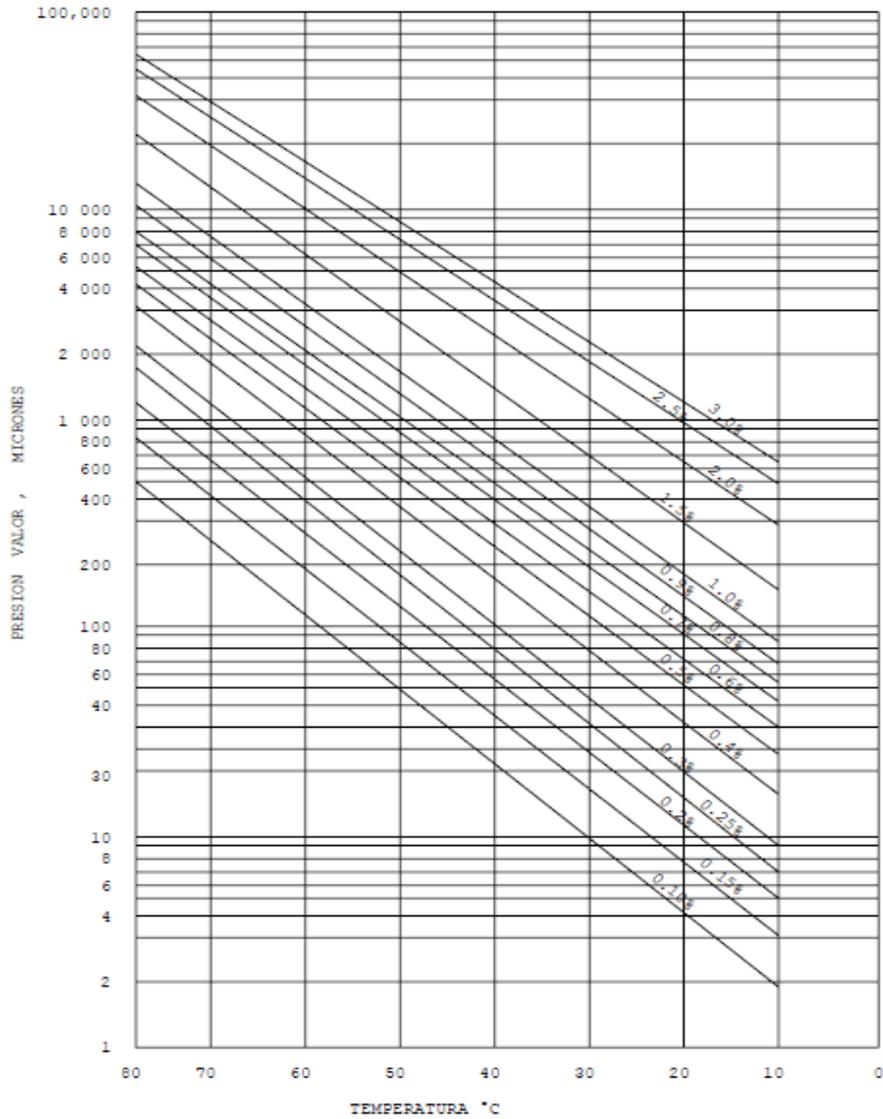


Fig. 3.42 Grafica de equilibrio de humedad.

Método del punto de rocío del gas (aire o nitrógeno) (NMX-J-248-ANCE): El punto de rocío de un gas, es la temperatura en la cual la humedad presente (vapor de agua contenida en el gas), comienza a condensarse sobre la superficie en contacto con el gas. Con base en este dato, es

posible determinar (sobre un volumen conocido) la cantidad total de agua contenida, así como la humedad relativa. La cantidad de agua en el papel es determinada como una función de la humedad relativa del gas con el cual, está en contacto cuando está expuesto hasta alcanzar condiciones de equilibrio entre sus respectivas humedades. La prueba consiste en llenar el transformador con un gas seco (aire o nitrógeno), de tal manera que al cabo de un cierto tiempo que alcance el estado de equilibrio en humedad, se mide el punto de rocío del gas y con este valor, determinar la humedad residual de los aislamientos.

Consideraciones del método del punto de rocío: El tanque conservador y radiadores, deben estar comunicados; por lo que es necesario extraer todo el aceite dieléctrico y verificar que el transformador este completamente sellado, para poder aplicar vacío hasta lograr un valor de 100 micrones o menor. Esta condición, debe ser aplicada por 4 h. es de utilidad tener en cuenta la siguiente relación

$$1mm \text{ de Hg} = 1000 \text{ micrones.}$$

Concluidas las cuatro horas, romper el vacío con aire o nitrógeno seco, con un punto de rocío de -45°C o menor; presurizar el transformador a $5\text{lb}/\text{In}^2$ y mantener esta condición por 24 h. tiempo en el que se alcanza el equilibrio de presión; para que, una vez transcurrido el tiempo, poder realizar la medición del punto de rocío del gas. La temperatura de los devanados, se determinara mediante la prueba de resistencia óhmica de los devanados. Con el valor del punto de rocío obtenido y la presión del gas dentro del transformador, determinar la presión de vapor,

mediante la siguiente gráfica. Con la presión de vapor y la temperatura de los devanados, se determina la humedad residual mediante la gráfica de la figura 3.39.

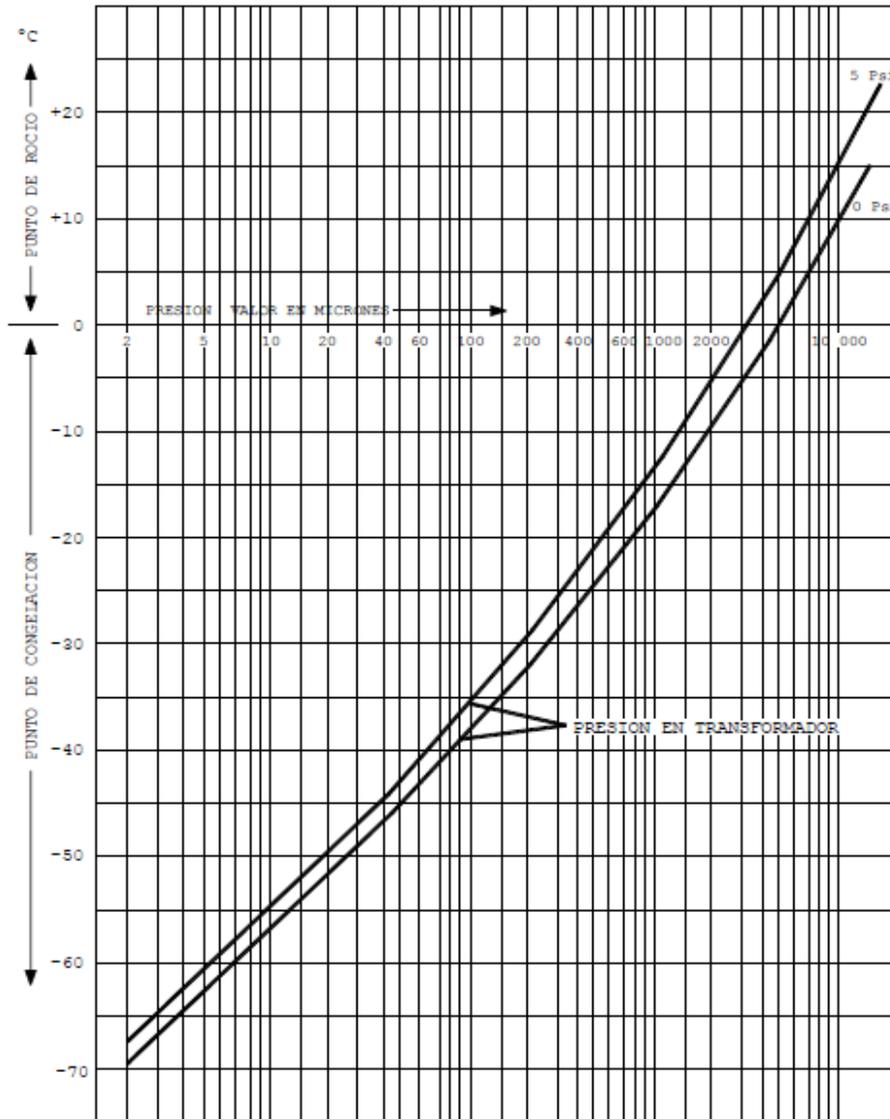


Fig. 3.43 Conversión del punto de rocío a vapor.

Los fabricantes de transformadores, recomiendan un nivel de secado sea menor a 0.5% de humedad residual. Un contenido de humedad residual de 0.2 y 0.4 % es un valor aceptable de trabajo. Si existirá el caso de que la humedad obtenida es de 0.1% será un indicio de pérdida de la vida del aislamiento. El contenido de agua en un aislamiento fibroso se estabiliza a un nivel

determinado por la presión de vapor y la temperatura del medio aislante. Con base en estos datos, se recomienda tener un valor de humedad residual de 0.3%, considerado como un valor aceptable de trabajo en transformadores.

3.6 Pruebas Físico-Químicas a Transformadores (NMX-J-123-ANCE-2008).

El análisis físico-químico del aceite aislante, brinda un estado específico de sus propiedades dieléctricas; indicado en las características químicas del mismo de acuerdo a la norma NMX-J123-ANCE-2008 así como sus niveles porcentuales, además de los efectos de aislamiento que se aportan al equipo. Este análisis, está compuesto por un conjunto de pruebas que se aplican a las muestras de aceite extraídas del transformador, clasificadas en tres grupos:

- **Pruebas físicas, constituidas por:**

Apariencia visual: en la cual se verifica que el aceite sea brillante y transparente, sin sedimentos ni sólidos suspendidos en la muestra.

Color: considerado un indicador del grado de refinación de un aceite nuevo; mientras que en un aceite en servicio, determina el grado de envejecimiento y/o contaminación.

- **Tensión interfacial:** ésta propiedad, mide la concentración de moléculas polares en suspensión y en solución con el aceite; proporcionando una medición muy precisa de los precursores de sedimentos disueltos en el aceite, antes de que algún otro sedimento se precipite.

Tensión de ruptura dieléctrica: Indica la habilidad de un aceite para soportar esfuerzos dieléctricos sin falla; es decir, la tensión mínima a la cual se provoca el arco eléctrico entre dos electrodos mecánicos. Una baja tensión de ruptura dieléctrica, indica contaminación con agua, carbón o contaminantes extraños.

- **Pruebas eléctricas realizadas al aceite:**

Factor de potencia (CFE D3100-19): Es una de las pruebas más significativas que evalúa la calidad del aceite aislante. Un bajo factor de potencia, indica bajas pérdidas dieléctricas del aceite, bajo nivel de contaminantes o bajo deterioro del aceite, debido a la presencia de humedad, carbón u otros medios conductores o bien, productos de descomposición.

Rigidez dieléctrica (ASTM-B.877, ASTM-B1816): al aplicar esta prueba, se obtiene el voltaje en el cual, el aceite presenta una ruptura. Indica también, la presencia de agentes contaminantes como el agua; sin embargo un valor aceptable de rigidez dieléctrica, no garantiza la ausencia de ácidos y sedimentos.

Resistividad: Consiste en determinar la razón por la cual la resistencia del aislamiento ha disminuido, pudiendo ser que el aceite se esté deteriorando, mostrando una baja resistividad del aislamiento.

- **Pruebas químicas realizadas al aceite:** Contenido de humedad: Un bajo contenido de agua, refleja en el aceite una alta rigidez dieléctrica, minimiza la oxidación del aceite y la corrosión de los metales del transformador.

- **Numero de neutralización:** es un número utilizado como medida de los constituyentes ácidos presentes en el aceite. Un valor bajo, es indicio de baja conducción eléctrica y baja corrosión.

Acidez: Determina el deterioro del aceite debido a la presencia de ácidos, los cuales aumentan con el envejecimiento del aceite.

3.7 Cromatografía de Gases; Análisis de Gases Disueltos en Aceite (DGA) (IEC60599):

A lo largo del tiempo, se han desarrollado e implementado programas de mantenimiento a transformadores de potencia; sin embargo, no se ha instaurado ninguna prueba de diagnóstico confiable que evalúe la condición interna del transformador, excepto por el análisis de gases disueltos. Durante el periodo de vida útil de un transformador, puede ser afectado por diversos tipos de fallas en pequeña o gran magnitud, manifestados como esfuerzos de tipo eléctrico y mecánico en el equipo; así como la liberación de gases perjudiciales en su operación, dentro de los que destacan: Hidrogeno (H_2), Metano (CH_4), Acetileno (C_2H_2), Etileno (C_2H_4), Etano (C_2H_6), Monóxido de Carbono (CO), Dióxido de Carbono (CO_2), que permanecen disueltos en el aceite. La cromatografía de gases, es una técnica aplicada para detectar fallas presentes en transformadores de potencia, mediante la concentración de gases disueltos en aceite. Los materiales aislantes en transformadores, se descomponen liberando dichos gases nocivos en su interior, al presentarse fallas tales como los arcos internos en los aislamientos del transformador, producidos por efecto corona (descargas internas por sobre voltajes), degradación por calentamiento del aceite aislante y celulosa (incluso ambos) o bien fallas que logran sacar de operación al transformador y que intervienen con la continuidad del suministro eléctrico. La operación de un transformador con falla, genera daños internos y operativos, al presentarse una falla, es posible deducir la severidad de la misma en el equipo con base en la composición de gases concentrados en el líquido aislante y la velocidad de su generación. La prueba de análisis de gases disueltos, es capaz de determinar prematuramente la causa de la falla, logrando así un ahorro en costos de operación y mantenimiento así como mejoras en la confiabilidad del sistema.

Todos los transformadores a temperaturas normales de operación, generan gases en cierta cantidad, presentes en el transformador en servicio, con calentamientos locales, problemas dieléctricos o incluso ambos; a este tipo de anomalías se les denomina fallas; clasificadas en tres tipos:

- Descargas por efecto corona o descargas parciales.
- Calentamiento térmico.
- Arqueo.

Las cuales difieren principalmente de la intensidad de la energía; la más severa ocurre cuando existe arqueo en menor cantidad con el calentamiento y finalmente con descargas parciales. Los gases concentrados en el aceite aislante del transformador, también se clasifican en tres grupos.

Hidrocarburos:

- Metano (CH₄)
- Etano (C₂H₆)
- Etileno (C₂H₄)
- Acetileno (C₂H₂)
- Hidrogeno (H₂)

Óxidos de Carbono:

- Monóxido de Carbono (CO)
- Dióxido de carbono (CO₂)

Gases de daño a la celulosa:

- Nitrógeno (N₂)
- Oxígeno (O₂)

Los gases producidos por fallas, generalmente son hidrocarburos (hidrogeno y óxidos de carbono), la degradación del aceite produce hidrogeno e hidrocarburos, mientras que la degradación del papel genera óxidos de carbono. La celulosa, es un mineral orgánico presente en el aceite aislante, contribuye a reacciones químicas que dañan las propiedades dieléctricas

del aceite; cuando la celulosa está involucrada en las fallas, se generan los siguientes gases: Metano (CH₄), Hidrogeno (H₂), Monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO₂). La concentración de los gases, depende principalmente de la temperatura y del tipo de falla; es decir, cuando se presenta más de una falla o cuando un problema eléctrico se convierte en uno térmico. Dichos gases, se acumulan en el aceite y en una capa de gases por encima de este; la distribución gaseosa, está relacionada con la naturaleza de los materiales aislantes involucrados en la falla así como el tipo de falla. En la figura 3.40, se muestra el tipo de material involucrado en una y los gases producidos.

Tipo de Falla	Material Involucrado	Gases Producidos
Corona	Aceite	H ₂
	Celulosa	H ₂ , CO, CO ₂
Sobrecalentamiento	Aceite	Baja Temperatura
		CH ₄ , C ₂ H ₆
	Celulosa	Alta temperatura C ₂ H ₄ , H ₂ , (CH ₄ , C ₂ H ₆)
		Baja Temperatura CO ₂ (CO)
	Alta temperatura CO (CO ₂)	
Arco Electrico		H ₂ ,C ₂ H ₂ , (CH ₄ ,C ₂ H ₆ ,C ₂ H ₄)

Fig. 3.44 Gases presentes en el aceite según el tipo de falla.

Cada una de las condiciones antes mencionadas, disipan cantidades de energía en niveles muy diferentes entre si; es decir, la formación de arco disipa más energía que el sobrecalentamiento o el efecto corona. Sin embargo el efecto corona disipa menos energía, causada por la degradación de los materiales aislantes (celulosa y aceite), debido a que están involucrados diferentes niveles de energía en cada proceso, generando diferentes productos de cada uno de ellos como consecuencia del deterioro del aislamiento.

Concentración de gases: Los tres gases considerados prioridad al presentarse en una prueba diagnóstica son: Hidrógeno (H_2), Etileno (C_2H_4) y Acetileno (C_2H_2), puesto que son un indicador de que el transformador requiere de un estudio a fondo en caso de detectarse condiciones anormales; o al hacerse presentes en las pruebas, arrojando valores normales.

Hidrógeno (H_2): Es considerado el gas de alarma, ya que por ser un compuesto orgánico es poco soluble en el aceite. Se hace presente incluso antes de cualquier inicio de anomalía provocada por hidrocarburos. Este gas, se presenta por cualquier tipo de falla, en especial por descargas parciales en el aislamiento o en la superficie libre del aceite; el valor límite es de 100 ppm.

Etileno: Cuando el contenido es mayor al doble de la concentración del acetileno, es un indicio de la presencia de puntos calientes (por lo general conectores, tornillos y/o laminaciones), el valor límite para el etileno es de 50 ppm. Valores inferiores a 100 ppm, no son peligrosos puesto que los metales soportan altas temperaturas antes de su fundición. El cobre por ejemplo, tiene una temperatura de $1983^\circ C$ antes de su fundición; sin embargo, las piezas metálicas son enfriadas por el aceite aislante por lo que un sobrecalentamiento excesivo no desgasta ni deforma las piezas metálicas, ya que solo provoca la descomposición del aceite y por ende gases nocivos, debido al punto de inflamación del aceite el cual es de $160^\circ C$.

Acetileno: La presencia de este gas, es la condición menos favorable; incluso una concentración de 5 ppm, puede ser alarmante; puesto que se produjeron arcos internos, piezas con diferente potencial o la separación de contactos lo cual es una condición destructiva para el transformador. Es recomendable, realizar un muestreo semanal para monitorear la tendencia de

incremento en el punto crítico de concentración (5-100ppm), el pronóstico de tiempo, depende de la localización de la falla y los elementos involucrados.

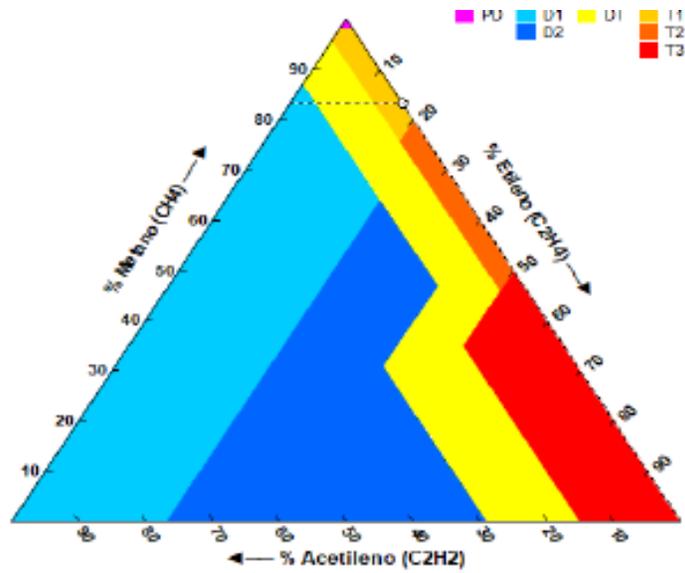
Al haber incrementos de temperatura, se generan gases producidos por la descomposición del aceite y la celulosa. La descomposición del aceite, ocurre a temperaturas de 150°C y 500°C produciendo gases de bajo peso molecular tales como el hidrógeno (mencionado anteriormente) y el metano; los restos de cantidades de gases de gran peso molecular como el etileno y el etano. La descomposición térmica de la celulosa y demás aislamientos sólidos, producen monóxido de carbono, dióxido de carbono y vapor de agua a temperaturas mucho más bajas que la temperatura de descomposición de la celulosa. La concentración de monóxido y dióxido de carbono, exceden muchos miles de partículas por millón (ppm). En la figura 3.41, se muestra la concentración de gases disueltos en aceite permitida en un transformador, con base en la norma IEC 60599, equipos eléctricos impregnados en aceite en servicio. En la figura 3.42 y 3.43, se muestra una prueba de cromatografía de gases, realizada a un transformador de potencia realizada por el método de gases disueltos en aceite; en la cual incluye las concentraciones y las condiciones en las que cada gas se encuentra, así como el triángulo de Duval y las gráficas de concentración de gases.

*Condición	H ₂ Hidrógeno	CH ₄ Metano	C ₂ H ₂ Acetileno	C ₂ H ₄ Etileno	C ₂ H ₆ Etano	CO Monóxido	CO ₂ Bióxido	TGCD
Uno	100	120	35	50	65	350	2,500	720
Dos	101-700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2,500-4,000	721-1,920
Tres	701-1,800	401-1,000	51-80	101-200	101-150	571-1,400	4,001-10,000	1,920-4,630
Cuatro	>1,800	>1,000	>80	>200	>150	>1,400	>10,000	>4,630

Fig. 3.45 Concentración de gases disueltos en aceite (ppm).

REPORTE DE ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS					
Equipo					
Ubicación:	S.E CUERNAVACA	Tipo de Aceite:	Mineral		
No de Equipo:	T2	Punto de Muestreo:	Válvula Inferior		
No de Serie:	E-841-02-003	Fecha de Muestra:	31/10/2018		
Marca:	CMAE	Equipo Utilizado	MYRKOS PORTATIL		
AGD					
Parámetros	Concentración	Porcentaje %	Condición IEEE		
Hidrógeno	H2	15	3,21888412	Condición 1	
Metano	CH4	59	12,8609442	Condición 1	
Acetileno	C2H2	0	0	Condición 1	
Etileno	C2H4	12	2,5751073	Condición 1	
Etano	C2H6	120	25,751073	Condición 3	
Monóxido de Carbono	CO	260	55,7939914	Condición 1	
Dióxido de Carbono	CO2	2729		Condición 2	
Nitrógeno	N2	0			
Oxígeno	O2	0			
TDCG		466		Condición 1	
Niveles de Criterio					
		Condición 1	Condición 2	Condición 3	Condición 4
Hidrógeno	H2	<100	101-700	701-1800	>1800
Metano	CH4	120	121-400	401-1000	>1000
Acetileno	C2H2	1	2-9	10-35	>35
Etileno	C2H4	50	51-100	101-200	>200
Etano	C2H6	65	66-100	101-150	>150
Monóxido de Carbono	CO	350	351-570	571-1400	>1400
Dióxido de Carbono	CO2	2500	2500-4000	4001-10000	>10000
TDCG		720	721-1920	1921-4630	>4630
Diagnóstico					
R1	R2	R3	R4	R5	CO2/CO
3,933333333	0	0	#DIV/0!	0,1	10,49615385
Porcentajes de Duval					
	%C2H2	%C2H4	%CH4		
	0	16,9014085	83,09859155		
Métodos de diagnóstico					
IEC 60599 Doernenburg Rogers Desgaste de Papel Duval	Falla térmica < 300°C				
	Sin Falla				
	Falla no identificable				
	Degradación normal de papel				
	Falla Térmica 300°C < t < 700°C				
Nota: Estos métodos de diagnóstico deben considerarse en caso de existir un nivel anormal de gases disueltos y una tendencia en su generación.					

Fig. 3.46 Concentración de gases detectados en la prueba de cromatografía de gases.



Diagnóstico: T1 - Fallas térmicas, temperatura por debajo de 300°C

IEEE std C57.104-2008 6.5 Evaluación de la condición del transformador usando concentraciones totales e individuales

TDCG Condición 1: El transformador está operando de manera satisfactoria. Cualquier gas combustible individual por encima de este nivel debe ser investigado

Graficas

Recomendaciones:

Realizar seguimiento con equipo de monitoreo y corroborar con muestra de laboratorio cada mes para verificar el aumento. De acuerdo con el monitor y con el estándar IEEE C57.104 se debe estar atento al incremento en las concentraciones de Gasisto cada mes y determinar si es necesario sacar de servicio el reactor.

Fig. 3.47 Graficas de concentración de gases y triángulo de Duval.

Las diferentes zonas del triángulo son:

	Averías	Valores límites de gases combustibles en porcentaje
PD	Descargas parciales	CH ₄ = 98
D1	Descargas de baja energía	C ₂ H ₄ = 23 - C ₂ H ₂ = 13
D2	Descargas de alta energía	C ₂ H ₄ = 23; 40 - C ₂ H ₂ = 13; 29
T1	Averías térmicas a T° < 300°C	CH ₄ = 98 - C ₂ H ₄ = 20 - C ₂ H ₂ = 4
T2	Averías térmicas a 300 < T° < 700°C	C ₂ H ₄ = 20 - C ₂ H ₄ = 50 - C ₂ H ₂ = 4
T3	Averías térmicas a T° > 700°C	C ₂ H ₄ = 50 - C ₂ H ₂ = 15
DT	Mezcla de averías térmicas y eléctricas	C ₂ H ₂ = 13; 4; 29; 15 - C ₂ H ₄ = 40, 50

Fig. 3.49 Zonas del triángulo de Duval en %

Las coordenadas del triángulo correspondiente a los resultados del análisis de gases disueltos (DGA) en ppm, se calcula de la siguiente manera:

Para determinar si existe un problema, al menos uno de los gases hidrocarburos o el hidrogeno, deben estar en condición tres, acorde a la figura 3.41 y tener una tasa creciente de generación de gases como lo muestra la figura 3.45.

Gas	Límite L1	Límite G1 (ppm/mes)	Límite G2 (ppm/mes)
H ₂	100	10	50
CH ₄	75	8	38
C ₂ H ₂	3	3	3
C ₂ H ₄	75	8	38
C ₂ H ₆	75	8	38
CO	700	70	350
CO ₂	7000	700	3500

Fig. 3.50 Límites y Tasas de Generación por Límites Mensuales.

Al haber determinado la existencia de una falla, es necesario utilizar los tres gases (metano, etileno y acetileno); tomando la cantidad de metano en ppm en el análisis de gases disueltos y

restarlo del resultado obtenido en análisis anteriores para graficar los valores obtenidos en el triángulo y calcular los incrementos y porcentajes de los incrementos desde el momento en el que los gases se hicieron presentes por primera vez.

La siguiente ecuación, arrojará la cantidad de metano desde que empezó el incremento.

$$X \text{ Incremento Metano } CH_4 = CH_4 \text{ actual} - CH_4 \text{ anterior (ppm)}$$

Repetir el mismo procedimiento pero ahora para el Etileno y Acetileno, es decir:

$$Y \text{ Incremento Etileno } C_2H_4 = C_2H_4 \text{ actual} - C_2H_4 \text{ anterior (ppm)}$$

$$Z \text{ Incremento Acetileno } C_2H_2 = C_2H_2 \text{ actual} - C_2H_2 \text{ anterior (ppm)}$$

Sumar los tres valores obtenidos como lo muestra la siguiente ecuación, la cual será el 100% de los tres gases claves generados utilizados en el triángulo de Duval.

$$CH_4 + C_2H_4 + C_2H_2 = S \text{ (en ppm 100\%)}$$

Dividir la diferencia de cada cantidad individual sobre el total obtenido, esto dará el incremento porcentual de cada gas como lo indican las siguientes ecuaciones.

$$\%CH_4 = \frac{X}{S} \times 100\%$$

$$\%C_2H_2 = \frac{Z}{S} \times 100\%$$

$$\%C_2H_4 = \frac{Y}{S} \times 100\%$$

Dibujar el porcentaje de cada gas en el triángulo en el lado indicado para cada gas, dibujar líneas a través del triángulo para cada gas, paralelas a las líneas interiores mostradas en la figura 3.41.

Comparar el diagnóstico con el total de gases acumulados y el diagnóstico obtenido utilizando solamente los incrementos después de la falla. Si la falla ha existido por algún tiempo y/o la tasa de generación es alta, los diagnósticos serán iguales por lo que, se deberá empelar siempre el diagnóstico del incremento de los gases generados por la falla.

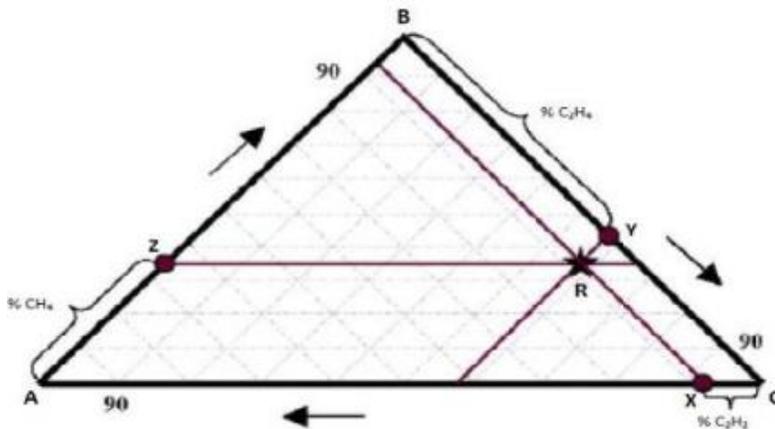


Fig. 3.51 Porcentaje de Gases en el Triángulo de Duval

Existen diversos tipos de transformadores, por lo que también se aplica un triángulo de Duval de acuerdo a las características del transformador, en el anexo A4, se observan los triángulos mencionados así como sus concentraciones.

Métodos de Interpretación de Concentración de Gases (IEC60599):

Además del método del triángulo de Duval, existen otros, dentro de los que destacan: el método de Dornenburg, método de Rogers y el gas clave.

Método de Dornenburg (IEC60599): es una prueba que propone una técnica para diferenciar el origen térmico o eléctrico de las averías. Se basa en las cuatro relaciones entre concentraciones de gases como se muestran en las siguientes ecuaciones.

$$R1 = \text{Razon 1} = \frac{CH4}{H2} ; R2 = \text{Razon 2} = \frac{C2H2}{C2H4}$$

$$R3 = \text{Razon 3} = \frac{C2H2}{CH4} ; R4 = \text{Razon 4} = \frac{C2H6}{C2H2}$$

Esta técnica solo es aplicable si existe una cantidad adecuada de gases disueltos en el aceite; las relaciones obtenidas en los análisis no se ajustan a la interpretación del origen de la falla.

Avería originada por	<i>R1</i>	<i>R2</i>	<i>R3</i>	<i>R4</i>
Descomposición térmica	>1.0	<0.75	<0.3	>0.4
Corona (PD de baja intensidad)	<0.1	No es significativa	<0.3	>0.4
Arco (PD de alta intensidad)	>0.1 y <1.0	>0.75	>0.3	<0.4

Fig. 3.52 Interpretación de la Falla de Acuerdo a Dornenburg.

Método de gases clave (IEC60599): La presencia de los gases, depende de la temperatura presente en el aceite del transformador. Al presentarse una falla, la temperatura del transformador aumenta, liberándose gran cantidad de gases combustibles en el aceite del transformador. Dicha técnica detecta las fallas mediante los gases individuales en lugar de calcular las proporciones de gas.

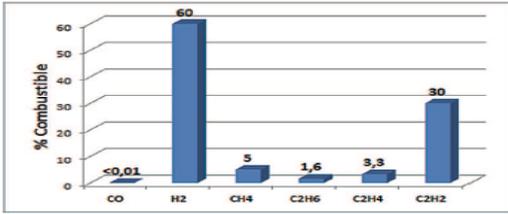
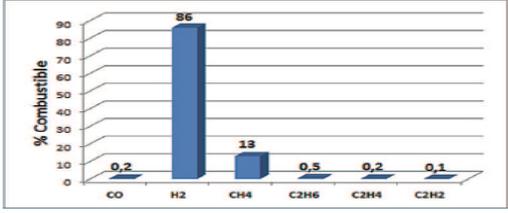
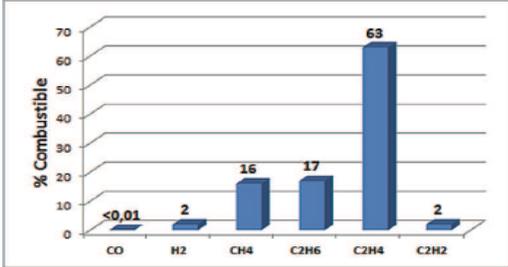
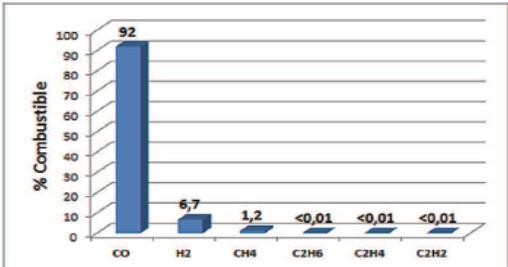
Origen de la avería	Gas Clave	Porcentaje de gas presente	Gráfica
Arco	Acetileno (C2H2)	CO: <0.1% H2: 60% CH4: 5% C2 H6: 1.6% C2H4: 3.3% C2H2: 30%	
Corona (Descargas parciales)	Hidrógeno (H2)	CO: 0.2% H2: 86% CH4: 13% C2 H6: 0.5% C2H4: 0.2% C2H2: 0.1%	
Origen de la avería	Gas Clave	Porcentaje de gas presente	Gráfica
Sobrecalentamiento del aceite	Etileno (C2H4)	CO: <0.01% H2: 2% CH4: 16% C2 H6: 17% C2H4: 63% C2H2: 2%	
Sobrecalentamiento de la celulosa	Monóxido de carbono (CO)	CO: 92% H2: 6.7% CH4: 1.2% C2 H6: <0.01% C2H4: <0.01% C2H2: <0.01%	

Fig. 3.53 Criterios de Diagnóstico de la Técnica de Gases clave.

Método de Rogers (IEC60599): La concentración de cada gas, varía con respecto a la temperatura de la falla e incluye una nueva relación entre la concentración del etileno y acetileno; los cuales, requieren de una temperatura muy elevada para producirse. Las siguientes ecuaciones muestran el proceso.

$$\text{Razon 1} = \frac{CH_4}{H_2}$$

$$\text{Razon 2} = \frac{2H_2}{C_2H_4}$$

$$\text{Razon 3} = \frac{C_2H_4}{C_2H_6}$$

Dichas ecuaciones, al igual que en el método de Dorenburg, proporcionan la información del tipo de falla; sin embargo el método de Rogers y el de Dorenburg, no son capaces de identificar un transformador en falla, sino que solo identifican el tipo de falla, por lo que estos métodos son aplicados en transformadores que tengan concentración de gases muy altas para identificar el tipo de problema y corregirlo.

Conclusiones.

Las pruebas eléctricas, son la mejor manera que existe para obtener un diagnóstico general de cada equipo que conforma una subestación; gracias a esto, es posible realizar acciones preventivas y correctivas a los dispositivos, para posteriormente realizar un análisis estadístico, con base en las pruebas aplicadas anteriormente.

Una de las grande ventajas de las pruebas, son los parámetros de aceptación; puesto que están basados en recomendaciones y datos que brinda el fabricante; o bien, establecidos en manuales de operación de cada dispositivo, respaldados por las normas oficiales mexicanas o internacionales que rigen la operación y por ende el mantenimiento que se les realiza.

Es importante destacar que al mantener la subestación en óptimas condiciones operativas, se garantiza la continuidad del servicio eléctrico a los usuarios, brindándoles energía de calidad; por otra parte, la garantía que se tiene al saber que ante la presencia de falla, las protecciones protegerán al transformador y sus componentes. Es por esta razón que las pruebas eléctricas tienen gran participación dentro del mantenimiento eléctrico, no solo mecánico y eléctrico sino también físico y químico.

Referencias.

- [1] CFE (MÉXICO). 2008. Criterios para la elaboración de programas de mantenimiento en subestaciones de distribución, 87p.
- [2] CFE (MÉXICO). 2008. Procedimiento para la interpretación de cromatografía de gases.
- [3] CFE (MÉXICO). 2008. Mantenimiento Basado en Confiabilidad (M.B.C), 10p.
- [4] CFE (MÉXICO). 2008. Mantenimiento Integral a Subestaciones, 26p.
- [5] CFE (MÉXICO). 2008. Criterios de Mantenimiento a Equipo Primario de S.E.S ,26p.
- [6] CFE (MÉXICO). 2008. Relación entre Mantto. Integral y M.B.C., 4p.
- [7] Sarria-Arias Johana Tatiana “Estado del Arte del Análisis de Gases Disueltos en Transformadores de Potencia “Universidad Distrital Francisco José de Caldas” 2014.
- [8] CFE (MÉXICO). 2002. Cromatografía de Gases, 29p.
- [9] CFE (MÉXICO) “Cromatografía de Gases en Aceite Aislante Para Transformadores de Potencia, Metodología de Pruebas e Interpretación de Resultados.” 77p.
- [10] <http://www.revistaingenieria.unam.mx/numeros/2001/v02n3-01.pdf>
- [11] <https://smcint.com/es/prueba-primaria/>
- [12] <http://francor.com.mx/pruebas-electricas-en-subestaciones/>
- [13] <https://confiabilidadrcm.wordpress.com/2016/08/21/paso-2-fallos-funcionales/>
- [14] <http://www.syse.com.mx/pruebas-tps.html>

[15] <https://www.tesisenred.net/bitstream/handle/10803/7735/tjjmf.pdf?sequence=4&isAllowed=y>

[16] <http://www.laccei.org/LACCEI2013-Cancun/RefereedPapers/RP271.pdf>

[17] <http://www.revistaei.cl/informes-tecnicos/fallas-transformadores-subestaciones-electricas-la-mirada-la-sec/#>

[18] <http://www.frlp.utn.edu.ar/materias/tydee/seccionadores.pdf>

[19] <https://www.relsamex.com/subestaciones-electricas/>

[20] <http://www.syse.com.mx/pruebas-restauradores.html>

[21] <https://www.altatecnologia.com.mx/restauradores-parte-del-equipo-primario-de-las-subestaciones-electricas/>

[22] <http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.com/2009/10/descargador-de-sobretension-y-capacitor.html>

[23] <https://www.altatecnologia.com.mx/banco-de-capacitores-importancia-del-banco-de-capacitores-en-el-desempeno-de-un-sistema-electrico/>

[24] <https://www.fluke.com/es-mx/informacion/blog/calidad-electrica/solucion-de-problemas-para-los-capacitores-de-correccion-del-factor-de-potencia>

[25] <http://subestacoiones.blogspot.com/2011/01/apartarrayos.html>

[26] <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6632/1/T623.pdf>

[27] <http://www.syse.com.mx/pruebas-restauradores.html>

Capítulo 4. Interruptor de Potencia (CFE-V510-01-2015).

El interruptor de potencia, es un dispositivo electromecánico de conexión y desconexión, cuya función principal es desconectar y conectar circuitos eléctricos bajo condiciones normales o de falla.

Componentes del interruptor (CFE-V510-01-2015, NRF-022-CFE-2006):

Parte activa:

- **Cámara de extinción de arco eléctrico:** La cámara de extinción, es una bóveda mecánica cerrada, la cual en su interior contiene un contacto fijo, un contacto móvil y el medio de extinción del arco. El contacto móvil tiene la función de conectar o desconectarse del contacto fijo al presentarse una falla; es aquí donde se genera el arco eléctrico y también donde se extingue.
- **Medio de extinción:** Es el medio responsable de extinguir el arco eléctrico presente en la cámara de extinción y de establecer el nivel nominal de aislamiento entre los contactos abiertos al suscitarse una falla. El medio de extinción, puede ser aire, aceite, gas, vacío o Hexafluoruro de azufre (SF₆).
- **Mecanismo de operación:** Es el accionamiento mediante el cual los contactos del interruptor son separados para extinguir el arco eléctrico generado, producido por la energía del mismo. Los mecanismos de operación más comunes son operados por resortes, motores hidráulicos o sistemas neumáticos (compresores o bombas).
- **Contactos:** Son componentes mecánicos, uno fijo y uno móvil; por los cuales fluye la corriente que el arco eléctrico genera. Al producirse, el contacto móvil toca al contacto

fijo lo que interrumpe el flujo de corriente debido a la separación de contactos para extinguir el arco producido.

Parte pasiva: Es la parte constituida por la estructura que soporta los depósitos de los medios de extinción y cuenta con las siguientes características:

- Proteger eléctrica y mecánicamente el interruptor
- Facilitar el levantamiento físico y traslado por los puntos de soporte, apoyo y sujeción en el interruptor.
- El espacio disponible para la instalación de nuevos accesorios.
- Soportar el gabinete central del interruptor.

Dispositivos que componen al interruptor:

- Boquillas terminales con o sin TC`S.
- Válvulas de llenado, descarga y muestreo del fluido aislante.
- Conectores a tierra.
- Placa de datos.
- Gabinete de control, protección, medición
- Dispositivos de apertura de contactos; compresora, resortes, bobinas de cierre o disparo, etc.

El interruptor, requiere cumplir con tareas fundamentales de operación; la apertura y/o cierre de contactos para extinguir el arco eléctrico. Sin embargo, en estado de cierre, tiene la función de actuar como un conductor ideal; debido a que no existirá resistencia eléctrica al flujo de electrones. Por otra parte, en estado de apertura, el comportamiento del interruptor deberá ser

como el de un aislador ideal, debido a su alta oposición al paso de la corriente. La operación de apertura, debe ser capaz de interrumpir rápidamente la corriente en cualquier instante ya sea en condiciones normales de operación o bien ante la presencia de una falla. El cierre, es la acción de reconectar los contactos del interruptor rápidamente normalizando la operación del mismo evitando la producción de sobretensiones que dañen el equipo.

4.1 Operación del interruptor; Proceso de apertura y cierre.

Cierre: Es el proceso de excitación de la bobina de cierre ubicada en el interior del interruptor, que logra la conexión de los contactos principales. Durante el cierre, se producen esfuerzos metálicos ocasionados por el desgaste del material de los contactos debido a los arcos eléctricos de contacto por accionamiento.

Apertura: Es la acción mediante la cual el mecanismo de apertura es liberado, permite la separación de los contactos principales a cierta velocidad. El tiempo de interrupción, comienza desde que la bobina de apertura es energizada hasta la extinción del arco. La interrupción de la corriente consiste en convertir el espacio entre los contactos ionizados del interruptor en un buen aislante, con la función principal de evitar el flujo de corriente a través de ellos.

Operación del interruptor: Consiste principalmente en la transformación del arco eléctrico en un medio aislante capaz de soportar la tensión impuesta por el circuito eléctrico en el menor tiempo posible. El arco eléctrico, se produce en el interior de la cámara de extinción del interruptor por diversos factores, de los que destacan: el tipo de maniobra que se realiza, características de la red eléctrica, tipo de medio aislante, magnitud de corriente y niveles de tensión. La interrupción de una corriente alterna y la generación del arco eléctrico, se efectúan cuando los contactos del interruptor están cerrados y sobre ellos se ejerce una presión, por medio

de un sistema mecánico, neumático o hidráulico para lograr su apertura. Al llegar la orden de apertura por parte de un relevador, la presión ejercida sobre los contactos disminuye al igual que la superficie de contacto; es por esta superficie, donde se produce el paso de la corriente; trayendo consigo una consecuencia de crecimiento notable de la densidad de corriente en el punto de contacto. Dicho efecto, provoca el incremento de la temperatura en la zona, provocada por el efecto joule (I^2R). Como resultado, da cabida al proceso de ionización térmico del medio dieléctrico en contacto con esta zona. Cuando los contactos se han separado físicamente, una ligera capa de aislante (aire, aceite, SF₆, vacío) intenta interponerse entre estos sin embargo la elevada ionización de la región crea una columna cilíndrica de gas ionizado o plasma, conocido como arco eléctrico, cuya temperatura puede variar entre 4000 y 35000°K dependiendo de las condiciones del medio y de la corriente que circula por él.

Si las condiciones existentes en la región favorecen a la descarga de iones y de electrones necesarios para la circulación de corriente sobre la velocidad de recombinación de éstos con el gas aislante, el arco puede llegar a permanecer en estado estable ya que la ionización del medio está garantizada por el calor generado.

La corriente, con su paso natural por cero, cesara el arco si es que los contactos están suficientemente separados para soportar la tensión impuesta entre ellos por el circuito. En tanto la inercia térmica, hará que continúe un canal central caliente debido a restos de ionización y con cierta conductividad residual que permitirá el paso de una pequeña corriente llamada de post-arco y circulará dentro del canal donde la temperatura es mayor. Si el mecanismo de interrupción del interruptor y el poder de des ionización del medio aislante, son capaces de retirar el calor residual junto con el calor absorbido por el arco, la conductancia se anulará y la corriente será totalmente interrumpida. En caso contrario, se tendrá un restablecimiento del paso

de la corriente y con ello un renacimiento de corriente. La ocurrencia o no del restablecimiento del arco está dada por la combinación de un proceso de intercambio térmico y de la tensión impuesta entre los contactos en el circuito. El renacimiento del arco eléctrico tendrá orígenes distintos; térmicos y/o dieléctricos. Los orígenes térmicos, se generan por el efecto de ionización residual del arco y la elevada temperatura de la zona; por lo que el medio aislante es incapaz de enfriar el arco causando el resurgimiento del arco. El origen dieléctrico, es producido cuando la tensión que soportan los contactos entre sí, es superior a la que puede soportar la capa aislante, provocando una descarga eléctrica brusca y su colapso.

Dichos efectos, son llamados de re ignición; ocurren dentro de los primeros microsegundos, cuando la corriente pasó por cero en la onda senoidal; por otro lado, si el renacimiento del arco ocurre luego de un tiempo superior al cuarto ciclo, se le llama reencendido del arco. A partir del momento en que se apaga totalmente el arco, da comienzo una carrera entre la Tensión Transitoria de Restablecimiento (TTR), la cual es la tensión que el circuito impone entre los contactos del interruptor y la rapidez por la cual el medio aislante trata de impedir el restablecimiento del arco, denominada recuperación dieléctrica del medio. La extinción total del arco será posible solamente si a partir de un paso natural por cero de la corriente, la tensión que reaparece en los contactos (TTR) es siempre menor que la tensión que soporta el aislante sin colapsarse.

4.2 Arco Eléctrico:

El arco eléctrico, se forma cuando dos conductores son sometidos a una diferencia de potencial; en una atmosfera gaseosa que provoca una descarga eléctrica, transferida por la ionización del aire y la ruptura de la rigidez dieléctrica del aire, es una descarga eléctrica continua que genera luz y calor en la cámara de extinción y los contactos de los interruptores. El interruptor, opera

al librar una falla o bien, al abrir un circuito con carga; el arco eléctrico se genera y la circulación de la corriente, se mantiene en el circuito de potencia, lo cual es una condición desfavorable en la operación del equipo. Las características del arco, dependen principalmente de:

- La naturaleza y presión del medio ambiente donde se induce.
- La presencia de agentes ionizantes y des ionizantes.
- La tensión entre los contactos y variación de tiempo.
- La forma de separación de contactos y su estructura química.
- La forma y composición de la cámara que apaga la chispa.
- El sistema de extinción de arco.

La figura 4.1, muestra el proceso de interrupción de un equipo con sistema de extinción de arco mediante aire, las flechas pequeñas indican la dirección del flujo de corriente y las flechas grandes, indican la dirección del movimiento de los contactos.

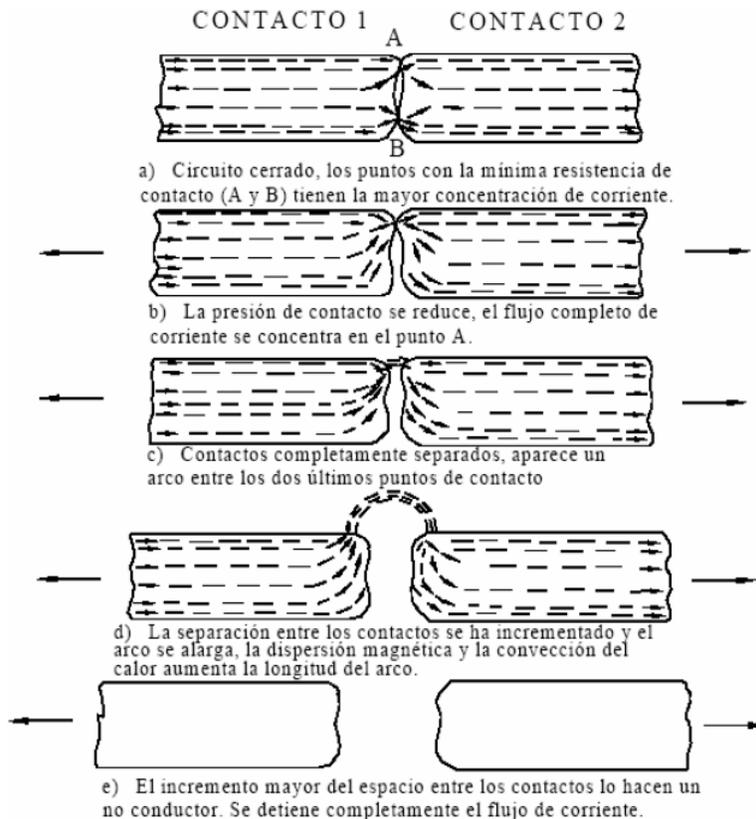


Fig. 4.1 Proceso de Interrupción.

La generación del arco, es provocada por la ionización del medio que existe entre los contactos, que facilita la circulación de la corriente; puesto que el medio entre contactos, funcionara como si fuera un conductor. Los iones se originan por la descomposición de las moléculas que conforman el medio entre los contactos, incluso el aumento de temperatura, que produce una emisión termo-iónica de electrones y la presencia de un alto gradiente de tensión, responsable de la emisión de electrones por efecto de campo.

4.3 Métodos de extinción de arco eléctrico.

Con el paso del tiempo, el nivel de población ha incrementado; por lo que dicha situación, propicio el aumento en la demanda de energía eléctrica; y a su vez, la elevación de los niveles de tensión para ser transportados hasta los lugares de consumo mediante las líneas de transmisión y distribución. Sin embargo, los niveles y capacidades de corto circuito también han incrementado. Gracias a los interruptores de potencia, se tiene mayor seguridad y confiabilidad en la libranza de fallas y desconexión de circuitos eléctricos; por lo que con el paso del tiempo los dispositivos, se han ido actualizando y mejorando, tanto en la extinción del arco eléctrico como en el diseño del equipo; llegando a la clasificación de los mismos.

- Por el método y medio de extinción.
- Por el nivel de tensión y operación.
- Por el mecanismo de accionamiento.
- Por la instalación en el lugar de operación.
- Por el aislamiento en la cámara de extinción.
- Por la generación de la cámara.

Sin embargo, los más conocidos y/o mencionados, son mediante el método y medio de extinción del arco eléctrico por el cual opera el interruptor; de los que destacan las siguientes clasificaciones:

Interrupción por alta resistencia: el arco es controlado de tal forma que la resistencia eléctrica que produce, aumente con el tiempo y la corriente sea reducida para restringir la posibilidad de reinicio del arco. A medida que la separación de los contactos en la cámara de extinción aumenta, la longitud de arco incrementa en conjunto con la energía disipada. La resistencia del arco, puede incrementar debido a los siguientes factores:

- **Alargamiento de arco:** se logra al emplear barreras de material aislante lo que permite interrumpir las corrientes de mayor magnitud y por lo tanto la extinción del mismo.
- **Enfriamiento del arco:** es el proceso mediante el cual, el medio de extinción (fluido o aire) es aplicado al arco eléctrico; en la cámara de extinción después de que los contactos han sido abiertos.
- **División del arco:** es la manera en que se des ioniza el espacio producido entre los contactos abiertos para lograr la interrupción del arco, de tal forma que no se vuelva a producir.
- **Constricción del arco:** es la disminución de la sección transversal producida en el arco eléctrico; es decir, los cortes que se aplican en el proceso de extinción.

Interrupción por baja resistencia: este método es empleado para interrumpir el arco eléctrico, tomando como principio el comportamiento del mismo y de la corriente; es decir, el arco se va extinguiendo cada vez que la corriente pase por cero en la onda senoidal (120 veces por minuto en un sistema de 60 Hz).

Interrupción por formación de vacío: esta función es aplicada debido a que existe una rigidez dieléctrica mayor que en cualquier otro medio de extinción. Al interrumpir un circuito de corriente alterna mediante la separación de contactos en vacío, ocurre una interrupción provocada por el cruce de la corriente por cero en la onda senoidal, lo que logra extinguir el arco eléctrico.

Existen diferentes tipos de interruptores y cada uno de ellos utiliza diferentes medios de interrupción para extinguir el arco. Como ya se ha mencionado con anterioridad, el medio de extinción, es el elemento donde se lleva a cabo el proceso dinámico del arco; como la separación de contactos y los elementos que intervienen para extinguir el arco en las cámaras dentro de los que destacan:

4.4 Interruptores en aceite: fueron los primeros interruptores empleados en campo con aceite como medio de extinción de arco. Utilizan la energía del arco para romper las moléculas del aceite, liberando gas de hidrogeno. Este tipo de extinción, calienta el arco producido; calentando el aceite y formando un gas muy intenso que aprovecha el diseño de la cámara de extinción, aplica un chorro de aceite a través del arco lo que provoca el alargamiento y enfriamiento hasta llegar a su extinción.

- **Gran volumen de aceite (GVA) (CFE-V510-01-2015, NRF-022-CFE-2006, CFE-VY200-40):** Conocidos también como interruptores de tanque muerto, debido a que el tanque del interruptor y sus componentes se mantienen a potencial de tierra. La fuente externa y conexiones se mantienen a carga del sistema conectadas por medio de boquillas convencionales. Tienen la capacidad de interrumpir elevadas intensidades de corriente a voltajes muy altos. Consta de un recipiente de acero lleno de aceite en el que

se concentran los contactos de apertura. El aceite sirve como medio aislante y extinción del arco; que se produce al abrir un circuito con carga. La energía del arco, es utilizada para fracturar y producir hidrogeno el cual, adelgaza, comprime y enfría el plasma del arco para des ionizar y realizar el proceso de extinción.

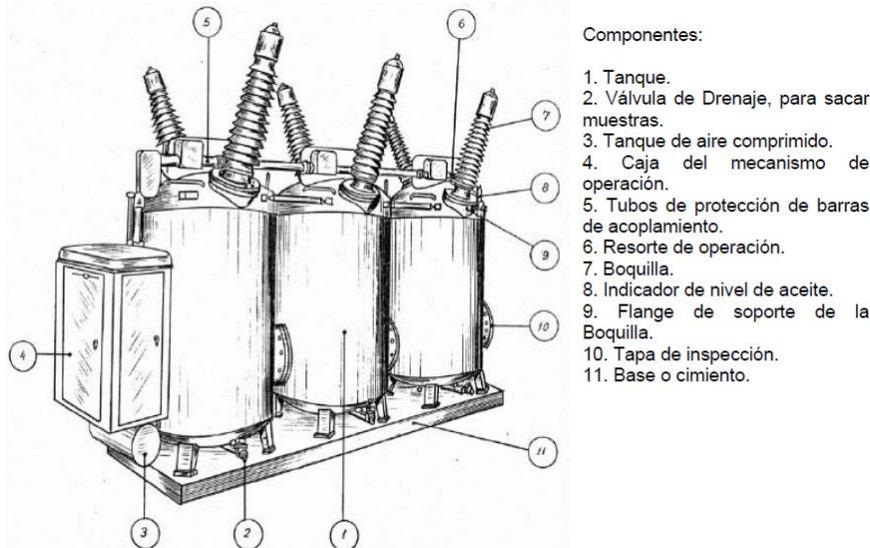


Fig. 4.2 Componentes de un interruptor de GVA.

El enfriamiento por medio de gas hidrogeno, presenta una alta conductividad, por lo cual es efectivo en la extinción del arco. En dicho proceso, el voltaje es elevado 5 a 10 veces, provocando la re ignición del arco; sin embargo, la extinción es realizada en $\frac{1}{2}$ a $\frac{1}{4}$ de ciclo lo que evita que el arco se vuelva a producir. Por otra parte, las cámaras de extinción, son resistentes a presiones muy elevadas generadas durante el arqueo, las cuales forzan al aceite y al hidrogeno para extinguirlo por completo.

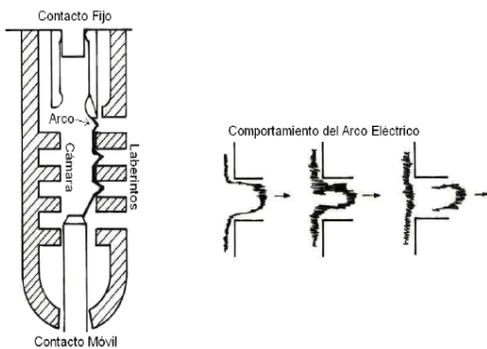


Fig. 4.3 Cámara de extinción de arco en operación.

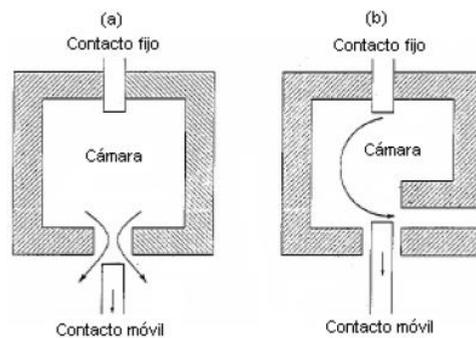


Fig. 4.4 Tipos de cámara de extinción. A) soplado axial. B) soplado cruzado.

Debido a las elevadas capacidades y tensiones en la interrupcion y ruptura, es necesario que cada polo del interruptor esté internamente colocado en un tanque independiente de accion; uno con el contacto movil y otro con el fijo. El accionamiento de los polos es simultaneo y controlado por un mando en comun; mientras que la velocidad de apertura de contactos incrementa de acuerdo a la capacidad interruptiva de los contactos en la camara y operada por resortes, soportada por amortiguadores que limitan el golpe de apertura. Dicho esto, se puede resumir que el funcionamiento del interruptor se resume en los siguientes puntos:

- Cuando el interruptor opera, los contactos se separan y se forman arcos electricos con temperaturas elevadas (4000 - 8000°C) en la camara de extincion. Se genera una descomposicion y desgasificacion del medio de generacion, produciendo hidrogeno.
- La energia que permite el proceso, es sustraída del arco electrico; al refrigerarse incrementa su propia tension, por lo que se crean condiciones favorables para su extincion.
- La gasificacion producida en los contactos del interruptor crea una turbulencia en el aceite, la cual ayuda a la desionizacion del espacio en donde el arco se produjo.
- **Pequeño volumen de aceite (PVA) (CFE-V510-01-2015, NRF-022-CFE-2006, CFE-VY200-40):** También conocidos como interruptores de tanque vivo, debido a que las partes metálicas y de porcelana que contienen el mecanismo de interrupción, se encuentran montadas sobre columnas de porcelana aislante, conectadas al potencial de línea. Pueden ser accionados de forma tripolar es decir, un solo mecanismo que acciona la apertura de las tres fases o bien, de forma unitripolar, con la que cada fase cuenta con un mecanismo de accionamiento; lo que permite la apertura de una sola fase sin perder

la sincronización de fases ya que los tipos de accionamiento dependen del nivel de tensión del equipo.

El interruptor PVA, utiliza únicamente el aceite como medio interruptivo; puesto que cuenta con materiales sólidos aislantes que funcionan como dieléctrico, a diferencia del GVA que el aceite es utilizado como medio interruptivo y como dieléctrico. El interruptor en pequeño volumen de aceite, consta de un vástago móvil de contacto por cada polo que se introduce en el eje del contacto fijo; por lo que ambos contactos están contenidos en una cámara de extinción de material aislante. Las cámaras de extinción tienen la característica de aumentar el efecto de extinción a medida que la corriente a interrumpir crezca; por lo que, al interrumpir las corrientes de baja intensidad, las sobretensiones que se generan son pequeñas.



Fig. 4.5 Interruptores en PVA.

La potencia de apertura, produce gases que el arco desarrolla; los cuales, deben ser soportados por la resistencia mecánica de la cámara de arqueo. En las cámaras con un soplado longitudinal o axial, los gases bajo presión producen un desplazamiento longitudinal de arco, provocada por

la sección reducida en la evacuación de gases; sin embargo, la corriente se eleva aun con corrientes pequeñas.

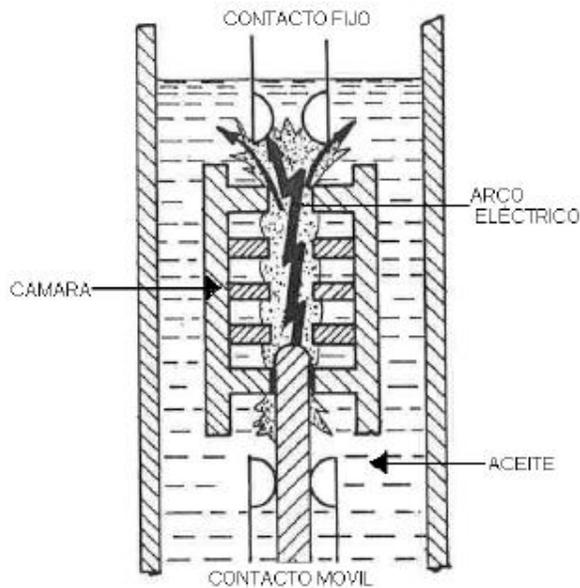


Fig. 4.6 Cámara interruptiva de soplado longitudinal.

En las cámaras de soplado transversal, los gases escapan por aberturas marcadas en uno de los bordes de la cámara de extinción. Debido a las secciones en la cámara, la presión es más débil, sin embargo ante la presencia de corrientes elevadas, se realiza un corte rápido y por ende la extinción del arco.

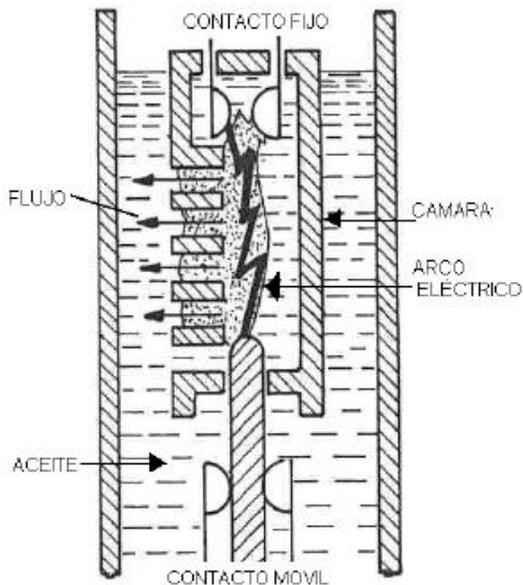
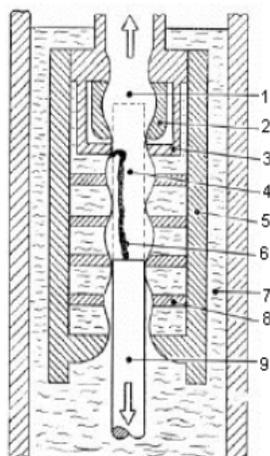


Fig. 4.7 Cámara interruptiva de soplado transversal.

Por otra parte, existen, las cámaras interruptivas mixtas que también conforman a los interruptores en pequeño volumen de aceite, recopilando las ventajas del soplado longitudinal y el transversal; teniendo una clasificación de soplado de aceite:

- **Auto soplado:** El arco suministra la energía necesaria para su extinción; dicha energía, crece con la corriente a interrumpir. Si el valor de corriente es mayor, la cantidad de aceite que se descompondrá, será igual; provocando la formación de más gas para el enfriamiento del plasma. La presión de gas también, aumenta en el interior de la cámara, ejerciendo una limitación de esfuerzo mecánico al interruptor.
- **Soplado externo:** tiene la característica de emplear cámaras de impulsión mecánica para obtener corta duración del arco, sin importar el valor de la corriente. El aceite, es puesto a presión mediante un pistón sobre el cual un dispositivo mecánico opera al proyectarse sobre la trayectoria del arco.
- **Mixto:** en este tipo de interruptores, el arco suministra la energía necesaria para su extinción; siendo directamente proporcional a la corriente que interrumpirá y su capacidad de ruptura límite está relacionada con su resistencia mecánica, la energía desarrollada es pequeña, por lo que es necesario, alargar el arco durante más tiempo para lograr su extinción.



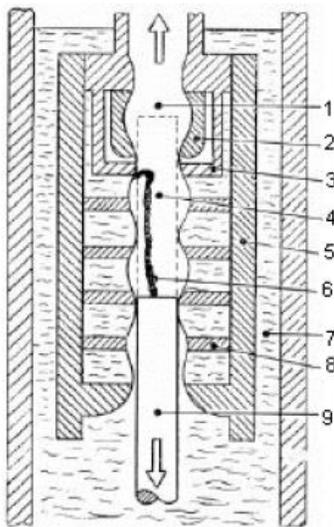
Componentes de la cámara de extinción:

1. Abertura de escape de gases.
2. Contacto fijo.
3. Anillo apaga chispas.
4. Espacio cilíndrico donde se produce el arco.
5. Cámara de extinción.
6. Arco eléctrico.
7. Aceite.
8. Discos de material aislante intermedios.
9. Varilla móvil.

Fig. 4.8 Cámara de extinción mixta de un interruptor.

El desarrollo de los gases de extinción, depende principalmente de la corriente que del potencial, lo que provoca el aumento de la potencia de corto circuito con la tensión.

Los contactos de los interruptores en pequeño volumen de aceite, pueden soportar 4000 operaciones a corriente nominal sin necesidad de un cambio; sin embargo, el tiempo para la extinción del arco es de 6 ciclos, así mismo los interruptores de este tipo usan un control de mando energizado por medio de resortes para su accionamiento.



Componentes de la cámara de extinción:

1. Abertura de escape de gases.
2. Contacto fijo.
3. Anillo apaga chispas.
4. Espacio cilíndrico donde se produce el arco.
5. Cámara de extinción.
6. Arco eléctrico.
7. Aceite.
8. Discos de material aislante intermedios.
9. Varilla móvil.

Fig. 4.9 Componentes de la cámara de extinción mixta de un interruptor.

- **Interruptores multicámara (CFE-V510-01-2015, NRF-022-CFE-2006, CFE-VY200-40):** este tipo de interruptores, tiene el mismo principio operativo que uno en PVA; a diferencia de que, la ruptura de arco que realizan es muy rápida evitando la re-ignición del arco. En su interior, cuenta con múltiples contactos conectados en serie operados de forma simultánea; el voltaje transitorio de restablecimiento se divide entre cierto número de cámaras de un polo; por lo que la velocidad de alargamiento de arco aumenta en proporción del número de cámaras, logrando que los arcos formados sean más pequeños y puedan extinguirse rápidamente.



Fig. 4.10 Arreglo de interruptores de PVA con multicámara

Interruptores en Aire (CFE-V510-01-2015, NRF-022-CFE-2006, CFE-VY200-40): El proceso de extinción de arco de este tipo de interruptores consiste en la des ionización natural de los gases mediante una acción enfriadora que es capaz de enfriar la resistencia del arco. El aire está compuesto de gas de nitrógeno y oxígeno, ya que por sus características de estiramiento y resistencia, incrementa la longitud y confinamiento del arco.

Interruptores en aire mediante soplo magnético (CFE-V510-01-2015, NRF-022-CFE-2006, CFE-VY200-40): Su método de extinción, alarga el arco para aumentar su resistencia y así extinguir el mismo mediante la conexión en serie de los contactos a una bobina de soplado, constituida por un núcleo de hierro y varias vueltas de hilo de cobre. Al estar en posición cerrada o bien mientras exista un arco eléctrico entre sus contactos la corriente circulara por la bobina; la corriente producirá un flujo magnético que circulara por el núcleo, los polos de la bobina de soplado y por los contactos principales del Interruptor. Al formarse arco eléctrico, producirá un campo magnético a su alrededor. Dichos campos magnéticos, tenderán a repelerse y por consecuencia el arco sufrirá una fuerza de impulsión alargándose cada vez más hasta provocar su extinción.

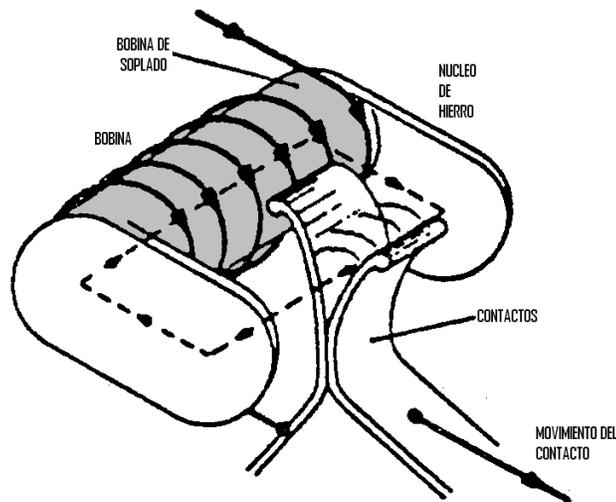


Fig. 4.11 Principio de operación de un interruptor de soplo magnético

- **Soplo de aire o neumáticos (CFE-V510-01-2015):** este tipo de interruptores extingue el arco eléctrico mediante el uso de aire comprimido, almacenado en un depósito; el cual ante la presencia de arco, ejerce una presión a chorro que remueve el aire producido por el arco. El corte de arco por aire comprimido, es utilizado en todos los niveles de voltaje y es capaz de extinguir el arco en tres ciclos.

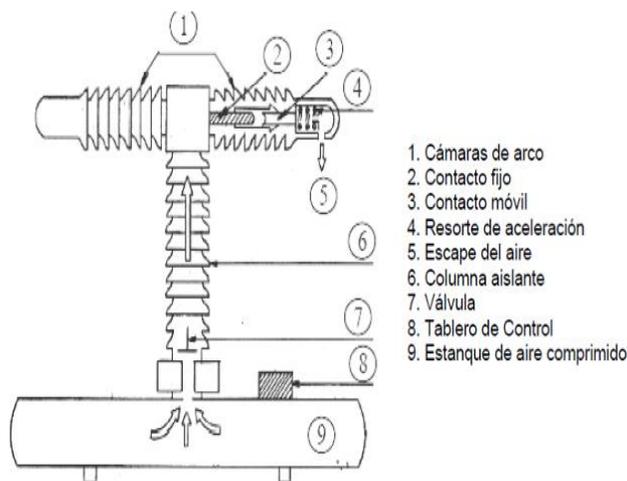


Fig. 4.12 Componentes de un interruptor en aire comprimido.

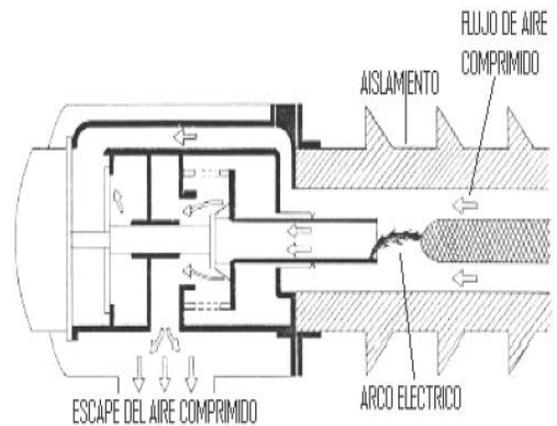


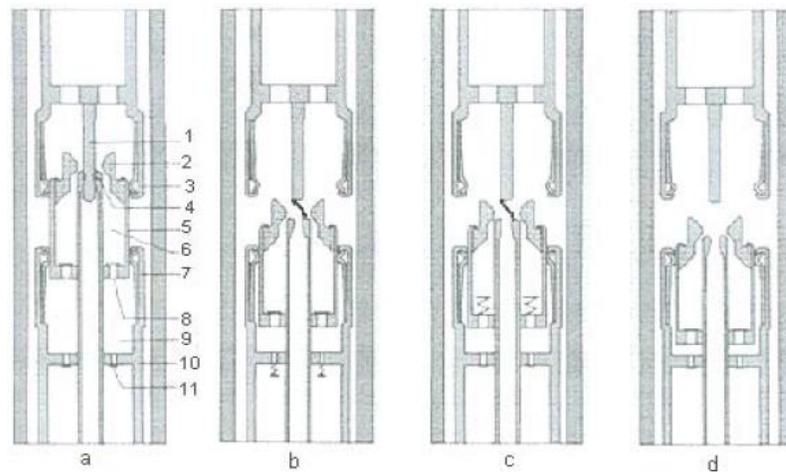
Fig. 4.13 cámara de interrupción de un interruptor en aire comprimido.

Interruptores en Hexafluoruro de Azufre (SF₆) (IEC 60480-2004): El SF₆, es un gas cuya aplicación en interruptores resulta útil por su función como aislante eléctrico, refrigerante y como extintor de arco por características tales como:

- Alta rigidez dieléctrica.
- Estabilidad química.
- Estabilidad térmica.
- Baja temperatura de licuefacción.
- No inflamabilidad.
- Alta conductividad térmica.
- Propiedades de gas inerte.
- Eficiencia en extinción de gases.

La rigidez dieléctrica del SF₆ es un 30% menor que la del aceite a presión atmosférica; sin embargo, incrementa rápidamente cuando existe un aumento de presión, mientras que en cuestiones operativas, la rigidez dieléctrica es un 15% mayor que la del aceite. El SF₆, es un gas electronegativo; es decir, tiene la propiedad de absorber electrones para formar iones negativos que brindan propiedades dieléctricas y un considerable poder de extinción de arco. La rigidez dieléctrica, depende principalmente de la forma de campo eléctrico generada entre los contactos que a su vez, depende de la composición de los electrodos; si el campo magnético presente es no uniforme en los contactos, la rigidez dieléctrica del SF₆, puede alcanzar valores cercanos a 5 veces la del aire. Este tipo de interruptores pueden estar constituido por polos separados, lo que refiere a que cada fase estará en un tanque individual; o bien, trifásico, por lo cual las tres fases utilizaran el mismo envoltente, facilitando la libranza de fallas en un tiempo de dos ciclos. La alta rigidez dieléctrica del SF₆, ocasiona que la presión del mismo gas se pierda por completo, la tensión que los contactos podrían soportar será igual al doble de la tensión de fase a tierra; sin embargo, no es conveniente operar un interruptor de este tipo cuando su presión ha disminuido por fuga; por lo que, el circuito de control de apertura deberá ser bloqueado evitando así accidentes de cualquier índole.

- Auto soplado (CFE-V510-01-2015):** Este tipo de dispositivos, utiliza la presión y el movimiento del contacto móvil para crear una presión elevada en el proceso de la maniobra. El contacto móvil entonces, será visto como un embolo que aumentara la presión de su desplazamiento dentro de la cámara de extinción. Al interrumpir el arco eléctrico y al separar sus contactos en el proceso de apertura; es decir al conectar o desconectar el circuito. El interruptor producirá una mayor presión; sin embargo será la misma dentro y fuera del contacto móvil; por lo que, al separarlos se forma el arco eléctrico. Si la corriente no es muy alta, el SF6, al des ionizar y realizar la desconexión, extinguirá el arco eléctrico.



- a) Posición Conectado.
- b) Posición extinción en corrientes de corto circuito,
- c) Posición extinción en corrientes menores,
- d) Posición desconectada.

- 1.-Contacto para el arco.
- 2.-Tobera aislante.
- 3.-Contacto de corriente nominal.
- 4.-Contacto para el arco.
- 5.-Contacto de corriente nominal.
- 6.-Cámara de presión.
- 7.-Contacto de corriente nominal.
- 8.-Válvula.
- 9.-Cámara auxiliar de soplado.
- 10.-Cilindro.

Fig. 4.14 Posiciones de operación y elementos de un interruptor en SF6.

La energía del arco es utilizada para generar la presión de extinción y a su vez, tener la fuerza necesaria para lograr el movimiento de los contactos. El primer contacto fijo, conduce el arco al contacto que transporta la corriente nominal; los cuales están unidos a la cámara de extinción. En condiciones normales (cerrado o conectado) la corriente circula por los contactos de corriente nominal; sin embargo, en la desconexión, son los primeros en abrir, seguido de los de conducción de arco. Al abrir, el arco genera presión utilizada para extinguir el arco en la cámara de presión; la separación de los contactos que conducen el arco, hacen que la corriente pase por el origen en la onda senoidal; el gas comprimido almacenado en la cámara fluye a través de una tobera aislante en la cámara de maniobra, extinguiendo el arco y forzando a la válvula ubicada en la cámara auxiliar de soplado a abrir.

- **Dos presiones (IEC 60480-2004, CFE VP000-31):** este tipo de interruptores, garantiza el aislamiento contra tierra en las partes energizadas, utilizando la presión existente en la cámara de extinción como medio aislante. El gas en alta presión que se expande en cada operación en el tanque de baja presión, es reutilizado enviándolo al tanque de alta presión mediante un compresor. Un solo compresor aísla el gas desde los tanques de baja presión; dicha acción, ocurre cada vez que el valor de la presión en los tanques decrece. El gas contenido en los aisladores de paso, están directamente comunicados con el tanque de baja presión.

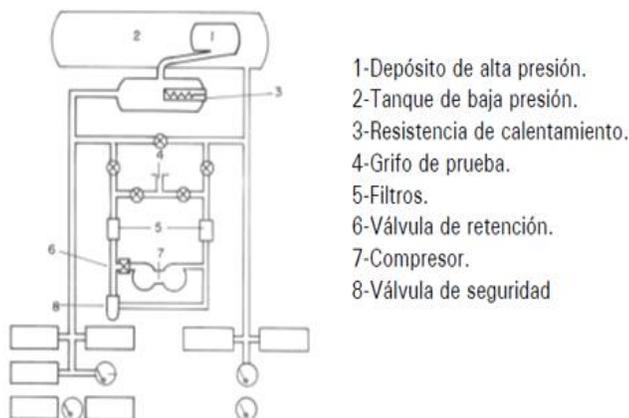


Fig. 4.15 Circuito esquemático de un interruptor en SF6.



Fig. 4.16 interruptor en SF6 de tipo intemperie de tanque muerto.

Interruptores en Vacío (CFE VP000-31, IEC 60480-2004): este tipo de interruptores, ofrece una alta rigidez dieléctrica, considerándose como la forma más efectiva de extinción de arco. Cuando un circuito se desenergiza, separa los contactos, la corriente se corta al primer cruce por el origen en la onda senoidal, aumentando la rigidez dieléctrica en los contactos evitando que el arco se reencienda.

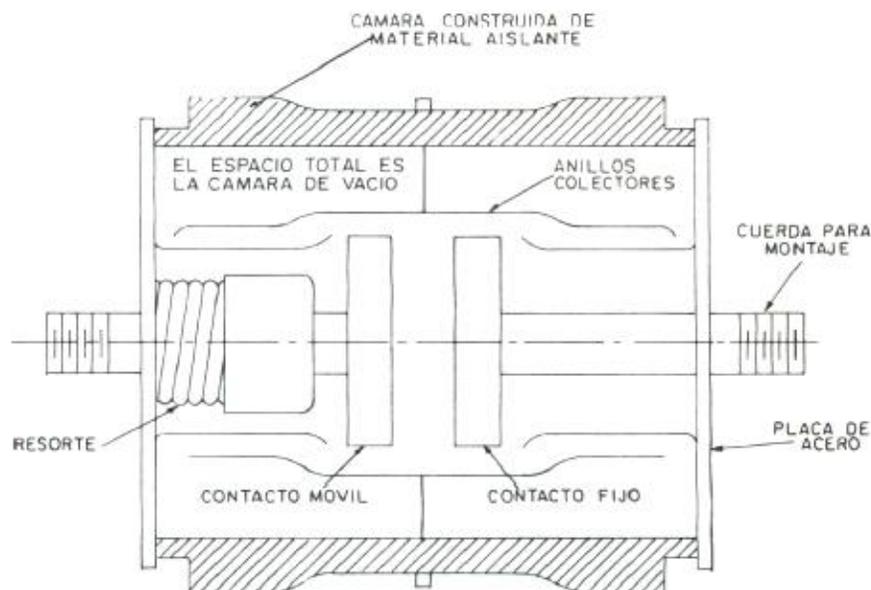


Fig. 4.17 Componentes de un interruptor en vacío.

Debido a la excesiva baja presión estática de la cámara de vacío, únicamente se requiere de un entrehierro relativamente pequeño para conseguir una alta resistencia dieléctrica. El arco en vacío se extingue en uno de los primeros cruces por el origen en la onda de corriente debido al pequeño entrehierro de contacto. La alta conductividad del plasma de vapor metálico y corto tiempo de arco y la energía producida extremadamente baja, benefician la vida útil de los contactos y por lo tanto la de las cámaras de vacío. En los interruptores en vacío, la separación de contactos y la alta densidad de corriente dan lugar a la formación de un solo arco eléctrico; sin embargo, se producen vapores metálicos que constituyen el soporte del arco. Si la concentración de vapores es muy elevada el arco tendrá la suficiente fuerza para re encenderse; por el contrario, de presentar una concentración baja, ocurrirá una extinción prematura que podría generar sobretensiones muy peligrosas. Hoy en día es posible controlar las emisiones de gases por medio de materiales especiales, utilizados en los contactos, de tal forma que se produzcan cargas eléctricas necesarias para sostener el arco en un valor muy bajo, implementación de pantallas metálicas refrigeradas para lograr la condensación del vapor metálico; tal como el completo hermetismo en la cámara de interrupción.

4.5 Pruebas Eléctricas a Interruptores de potencia.

Como ya es sabido, las pruebas eléctricas son todas aquellas que determinan las condiciones en las que el equipo se encuentra así como su vida útil. Por lo cual, es necesario realizar pruebas eléctricas al equipo primario en conjunto o bien, por unidad; tal es el caso del interruptor de potencia; las pruebas, arrojan un diagnostico por medio del cual, se da a conocer las condiciones en las que se encuentra el medio aislante, mecanismos de operación y contactos; que aseguran y garantizan su correcto funcionamiento.

Prueba de resistencia de aislamiento (L0000-06-CFE): esta prueba, es un indicador de la condición del aislamiento de los equipos eléctricos, definida como la oposición al paso de la corriente durante un tiempo dado, por lo cual es de suma importancia realizarla a transformadores, generadores e interruptores. En el caso de los interruptores, la resistencia de aislamiento indica los niveles de humedad y contaminación de sus elementos aislantes tales como la porcelana, el medio aislante e interruptivo y el resto de sus componentes aislantes. Los materiales aislantes deben tener resistencia infinita, esto significa que no deben permitir el flujo de corriente a través de él; sin embargo, al aplicar un voltaje de corriente directa, el material aislante permite el paso de un pequeño flujo de corriente, conocido como corriente de aislamiento, indicando que la resistencia de aislamiento tiene un valor finito. Al aplicar voltaje de corriente directa, se produce una corriente de aislamiento, formada por la corriente que circula por el volumen del material (corriente volumétrica conformada por corrientes capacitivas, conductivas y de conducción.) y por la corriente que fluye por la superficie, llamada corriente de fuga. La corriente capacitiva se genera debido a que cuando un voltaje de corriente directa es aplicado al interruptor, forma un capacitor (entre sus partes conductoras, materiales aislantes y partes aterrizadas); cargándose con corriente capacitiva, la cual en un principio tendrá un valor muy grande que disminuirá rápidamente con el tiempo. La corriente de absorción, se genera por la polarización (orientación de cargas positivas y negativas) presente en el aislamiento y provocada por el campo eléctrico. La magnitud de esta corriente, decrecerá desde un valor alto, a uno cercano a cero, dependiendo del tipo y volumen de aislamiento, la corriente de conducción que fluye por el volumen aislante, permanecerá constante y representa las pérdidas del aislamiento en forma de calor. Por otra parte las corrientes de conducción y fuga, también permanecerán constantes, siendo utilizadas para conocer la condición del aislamiento de los interruptores. Al existir aislamientos contaminados o degradados, se cargan y polarizan

rápidamente, incrementando la magnitud de la corriente de fuga y de conducción; sin embargo, las condiciones ambientales provocan que la magnitud de la resistencia de aislamiento disminuya. Con los valores obtenidos en la medición de resistencia, se obtiene la curva de absorción; así como sus índices de absorción y polarización del equipo. La curva es obtenida al graficar los datos arrojados en función del tiempo, por lo que el parámetro principal es la pendiente, denominada como índice de absorción, calculada como la razón dada de la magnitud de resistencia a 30 segundos; el índice de polarización se calcula por la razón de magnitud de la resistencia a 10 minutos entre la magnitud de la resistencia a 1 minuto.

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

Si el índice de polarización resulta alto, será un indicio de que el aislamiento estará en la mejor condición; es decir que, valores entre 1.25 y 2.0, se consideran aceptables, valores mínimos a 1.25 son malos para los aislamientos en operación. Sin embargo existen factores externos que intervienen en la medición de la resistencia del aislamiento y por ende afectan los resultados de la prueba, dentro de los cuales se mencionan los siguientes.

- **Humedad:** los materiales más utilizados en los interruptores, son la porcelana, aceite, aire, SF6 y la fibra de vidrio que son utilizados para el mecanismo de operación en la cámara de extinción. Tienen la propiedad de absorber humedad; lamentablemente esta característica provoca que la resistencia del aislamiento disminuya al estar expuestos a la intemperie. La humedad afecta principalmente a la porcelana de las boquillas, barreras aislantes entre otros componentes y puede agravarse si la superficie está contaminada.
- **Temperatura:** incrementa en los materiales aislantes o dieléctricos y se producen fenómenos que alteran sus características eléctricas (como la resistencia, la cual varía inversa y proporcionalmente con la temperatura) y mecánicas.

- **Contaminación superficial:** contaminantes industriales, salinos, carbón y polvo presentes en las superficies aislantes afectan la magnitud de la resistencia del aislamiento. Cuando los contaminantes se mezclan con la humedad, se convierten en conductores parciales que dañan el aislamiento que pueden provocar fallas y apertura de interruptores o simplemente producir fallas entre líneas; ya que estos contaminantes, rompen la distancia y rigidez dieléctrica del aire, por esta razón es necesario eliminar todo residuo contaminante presente en los equipos.
- **Carga residual:** la resistencia del aislamiento se ve afectada por la presencia de la carga acumulada en el equipo, por esta razón es de suma importancia descargar los aislamientos cortocircuitando y conectando a tierra las terminales del interruptor, evitando así lecturas erróneas en el equipo de medición.

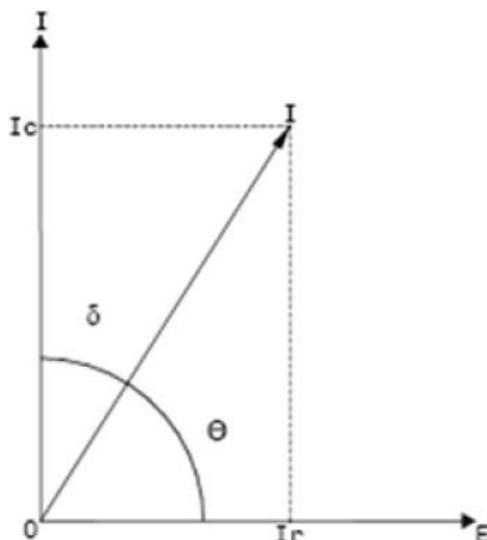
Las lecturas de resistencia de aislamiento en interruptores son altas sin tener absorción ni polarización, debido a que la mayor parte de su aislamiento es porcelana; por lo que la una lectura baja es índice de deterioro. En interruptores de GVA, los valores mínimos de aislamiento deben ser de 10000 M Ω a temperatura ambiente. Si llegara a ser menor, será necesario aplicar pruebas de rigidez dieléctrica al aceite; ahora bien, si los valores de prueba del aceite resultan ser inferiores, será de suma importancia reacondicionarlo. De persistir los bajos niveles de resistencia de aislamiento se tendrá que realizar una inspección interna del interruptor, llevando a cabo pruebas individuales a cada uno de los componentes con el fin de encontrar la causa del bajo factor de aislamiento. Sin embargo, algunas veces puede ser provocado por contaminación de los aislamientos internos o en la cámara de interrupción o bien por altas pérdidas dieléctricas en las boquillas. En los interruptores de PVA, un bajo nivel de aislamiento, puede ser originado por contaminación del aceite aislante, altas pérdidas dieléctricas en los aislamientos soportes o

el aislamiento en las cámaras de interrupción. En interruptores de vacío y SF6, el aislamiento está formado por las boquillas y el aislamiento soporte. Los valores bajos de aislamiento son producidos por deterioro en alguno de ellos. En los interruptores monopolares, los valores de resistencia deben ser superiores a 100000 MΩ que indica las buenas condiciones del aislamiento.

Prueba de factor de potencia del aislamiento (L0000-06-CFE): como se ha mencionado anteriormente, el factor de potencia está definido como el coseno del Angulo entre el voltaje aplicado y la corriente total que circula por el aislamiento. Tiene como objetivo verificar el grado de humedad o deterioro de los aislamientos. Mediante las perdidas dieléctricas (disipación de la energía). Dicha prueba, es sensible ante los cambios (por más pequeños que sean) en el estado del aislamiento, provocadas por la degradación, envejecimiento y contaminación afectando en gran manera los valores obtenidos debido a que cuando el aislamiento se encuentra en las mejores condiciones, las pérdidas son muy pequeñas.

$$FP = \cos(\theta) \frac{I_p}{I}$$

Donde:



I_p = Corriente de pérdidas.

I_c = Corriente de carga capacitiva.

I = Corriente resultante ($I_c + I_p$)

E = Voltaje aplicado.

C_p = Capacitancia del aislamiento.

R_p = Resistencia del aislamiento.

Fig. 4.18 Diagrama fasorial del comportamiento de corrientes.

Las pérdidas dieléctricas en el factor de potencia, se expresan como el coseno de los Watts entre las unidades de carga; Volt Ampere (W/VA) manejadas en unidades de por ciento, la tangente de pérdidas es igual a la razón de las corrientes resistivas y capacitivas; sin embargo, a grados mayores a 81° , la corriente (I) es aproximadamente igual a la corriente capacitiva (I_c). Un incremento en las pérdidas dieléctricas es indicio de degradación en el material dieléctrico provocado por esfuerzos eléctricos y mecánicos que obligan a que el aislamiento trabaje a una temperatura mayor que irá incrementando la degradación del mismo. Al realizar la prueba, el cable de alta tensión del equipo de prueba, se conecta a la boquilla, aplicando potencial, estableciendo un campo eléctrico entre el conductor central y las partes aterrizadas del interruptor; por lo que los dieléctricos inmersos en el campo eléctrico generaran pérdidas dependientes del gradiente de potencial (tensión por unidad de longitud) y a su vez, de la localización del aislamiento.

Los interruptores, cuentan con seis boquillas de conexión de fases, tres corresponden al lado fuente y tres para el lado carga. En la prueba, se energiza cada una de las boquillas para realizar el proceso de medición, por lo que el interruptor debe estar en posición abierto; obteniendo las condiciones del aislamiento de boquillas y del medio dieléctrico que contengan. Aunado a esto, se procede a realizar la medición pero ahora con el interruptor en posición cerrado, aplicando potencial de manera simultánea a las dos boquillas de la misma fase (boquilla de lado fuente y de lado carga) para obtener el estado aislante entre fases o cámaras, los aislamientos de sujeción de las cámaras y de la barra de actuación.

Prueba de factor de potencia a boquillas (CFE 53100-84): Las boquillas son conductores centrales envueltos por una estructura de porcelana que contiene aceite. En los interruptores en SF₆ de tanque aterrizado, el aislamiento de las boquillas cuenta con el mismo gas a una presión nominal que el interruptor; su función es la de proporcionar el aislamiento adecuado para un conductor energizado. Existen diversos métodos de prueba para detectar las condiciones de las boquillas de las que destacan:

Collar caliente: consiste en colocar uno o más collares alrededor de la boquilla por debajo de los faldones de porcelana, aterrizando el conductor central de la boquilla y aplicando el voltaje de prueba entre el collar y tierra para medir los MVA y MW. Esta prueba, muestra información acerca de las condiciones del aislamiento en la parte que cubre la banda hasta la parte superior de la boquilla.

Collar frío: se coloca un collar en los faldones de la boquilla, el conductor central de la misma es energizado y el collar se aterriza.

Método UST: conserva el principio de operación de la prueba de collar caliente, siendo capaz de eliminar las pérdidas superficiales de la parte inferior del collar a la brida inferior de la boquilla.

Los resultados obtenidos, indican la condición del aislamiento principal de la boquilla; son independientes del aislamiento del devanado o parte interna del interruptor y se consideran 60 mW de pérdidas a 2.5 kV como máximo para todo tipo de boquilla.

Prueba de resistencia de contactos: puntos de contacto entre dos superficies metálicas mediante las cuales fluye la corriente eléctrica, son pequeños; respecto a la superficie total en la que están colocados. Los puntos con alta resistencia en las partes de alta conducción, originan caídas de voltaje, pérdidas de potencia y generación de calor. Los contactos de conexión al estar unidos, deben tener una unión firme después del tiempo prolongado de cierre con una resistencia

de paso muy reducida, debido a que los contactos constituyen una fuente de calor que limita la capacidad de carga. La potencia termica (P) desarrollada en el contacto, depende de una corriente dada; así como de la resistencia de paso y por ende, de la caída de tensión; dicho de otra manera:

$$P = V * I = I^2 * R_p$$

Donde:

P = potencia termica.

I = Corriente dada.

V = potencial.

R_p = Resistencia de paso.

Sin embargo, la caída de tensión de un contacto, depende de la carga mecánica y de las propiedades del material que constituyen el contacto. Esta prueba, permite detectar los conflictos provocados por la alta resistencia de contactos ante cualquier elemento de su conjunto; es decir, desde el conector de la boquilla hasta los conectores fijos y móviles del interruptor.

Prueba de tiempo de operación y simultaneidad de cierre y apertura de contactos (CFE-V5000-15, NRF-028-CFE-2004):

Operación de contactos: gracias a esta prueba, es posible determinar los tiempos de operación del interruptor en sus operaciones por maniobra tales como: cierre, disparo libre, recierre; así como verificar la sincronización y tiempos de operación en sus polos.

Tiempo de apertura: es el tiempo medido, desde el instante en que la bobina de disparo es accionada hasta el momento en que los contactos de arqueo se separan.

Tiempo de cierre: es el intervalo de tiempo medido, desde el instante en que la bobina de cierre se energiza hasta el momento en que los contactos de arco se tocan en todos los polos.

La prueba de simultaneidad, es aplicada únicamente a interruptores de potencia de alta tensión en todos sus tipos y marcas. Cada prueba debe realizarse a valores nominales del interruptor

(presión de operación en sus cámaras, mecanismos y voltaje de control para cierre o disparo).

Los parámetros que se verifican son:

- Determinación del tiempo de apertura.
- Determinación del tiempo de cierre.
- Determinación del tiempo de cierre – apertura.
- Determinación del sincronismo entre contactos.
- Determinación de la diferencia en tiempo entre los contactos principales y auxiliares de resistencia de inserción.
- Determinación de los tiempos de retraso en operación de cierre.

De acuerdo a las especificaciones **NRF-002** y **NRF-0028**, correspondiente a pruebas a interruptores, especifica lo siguiente:

- El tiempo de apertura máximo debe ser de 3 ciclos con base en la frecuencia de operación (60 Hz), equivalente a 50 milisegundos.
- El tiempo de cierre máximo debe ser de 10 ciclos con base en la frecuencia de operación, equivalente a 160 milisegundos.

De existir simultaneidad en la operación en los polos, el interruptor debe garantizar que la diferencia de tiempo de operación entre el primer y último polo del interruptor sea en operación de cierre máximo 4.7 milisegundos y en operación de apertura, máximo 2 milisegundos. Los tiempos de cierre, generalmente son más largos que los de apertura; varían de acuerdo al tipo de interruptor y al tamaño de sus partes móviles. Para evaluar la simultaneidad entre líneas y contactos de la misma fase, se considera la diferencia máxima entre el momento en que los contactos se tocan durante el cierre o bien, el instante en que se separan durante la apertura sin

exceder $\frac{1}{2}$ ciclo, con base en la frecuencia nominal, logrando así la operación simultánea de los contactos.

Prueba de rigidez dieléctrica de cámaras de interrupción para interruptores en vacío o

SF6 (CFEV5100-15): La aplicación de esta prueba, permite obtener un diagnóstico de las cámaras de extinción, su hermeticidad y estado del medio de extinción de arco. Se aplica VCA o VCD; por lo que es de suma importancia librar completamente el interruptor; es decir, las cuchillas seccionadoras deben estar abiertas. El potencial se aplica a las cámaras de interrupción evitando que las boquillas y soportes aislantes del interruptor intervengan en la prueba.

Pruebas a medios de extinción (CFEV5100-15): Como se ha mencionado anteriormente, el medio de extinción es el elemento más importante en el interruptor, ya que gracias a sus propiedades es posible extinguir el arco eléctrico producido en la cámara de extinción al ocurrir una separación de contactos bajo carga; por lo cual, es necesario realizar diversas pruebas de carácter eléctrico para preservarlo en buenas condiciones.

4.6 Aceite Dieléctrico (CFED3100-17): la calidad de los fluidos aislantes, es un factor que determina el funcionamiento de los equipos eléctricos con operación en aceite. En la operación, se presentan factores como la degradación y/o el envejecimiento, que paulatinamente se van convirtiendo en residuos tóxicos disminuyendo su capacidad aislante y su vida útil. Las principales causas del deterioro del aceite, son la humedad, el carbono, la oxidación y la contaminación de materiales degradantes.

Prueba de rigidez dieléctrica o tensión de ruptura del aceite (CFE D3100-19-2008): La tensión de ruptura eléctrica, es la habilidad que el aceite tiene para soportar un esfuerzo eléctrico; mientras que la rigidez dieléctrica, es la tensión presente en la ruptura dieléctrica entre dos electrodos sumergidos en aceite. Al aplicar esta prueba, es posible conocer la resistencia dieléctrica

momentanea del aceite al paso de la corriente cuando se aplica potencial; asi como la presencia de agua, polvo, lodos o cualquier otra particula que actue como un conductor.

La norma ASTM D-877, establece que al aplicar prueba, se utilizara una copa de prueba constituida por dos electrodos en forma de disco, capaces de separarse 2.5 mm sobre la parte superior de los electrodos, permitiendo el escape del aire para permitir el reposo del aceite con un tiempo maximo de 3 minutos. El voltaje, se aplica gradualmente a una velocidad de 3 kV por segundo, hasta producir un arco electrico entre los electrodos y posteriormente registrar las lecturas obtenidas en kV; realizando dos muestreos mas. Si ninguno de los valores es igual a 30 kV permitidos, no sera necesario realizar mas muestreos y pruebas y el promedio de ambas se considerara como la rigidez dielectrica de la muestra; sin embargo, si los valores son menores que 30 kV, sera necesario aplicar una tercera prueba y promediarse con los valores obtenidos.

La norma ASTM D18-16, conserva el mismo principio de funcionalidad pero con diferentes parametros de procedimiendo; por lo que, el voltaje es aplicado gradualmente a una velocidad de 500 V por segundo, dejando un intervalo de 3 minutos entre el proceso de llenado de la copa de prueba y la aplicación de la tension para la primera ruptura, con intervalos minimo de un minuto entre aplicación de la tension en rupturas posteriores.

Prueba de resistividad del aceite: La resistividad del aceite, es la capacidad que tiene para medir sus propiedades aislantes. Un alto indice de resistividad, indica una baja concentracion de materiales contaminantes conductores; estando en buenas condiciones dielectricas. Esta prueba, investiga y detecta las causas que originan la baja resisitencia del aceite; puesto que la reduccion de las resisitividad con el envejecimiento, es un indicador de la capacidad que presenta la resistencia ante la oxidacion del aceite, dada por la siguiente ecuacion:

$$\delta = \frac{A}{L} * R \quad \text{Donde:}$$

$$\delta = \text{Resistencia en } \Omega/\text{cm.}$$

A = Area superficial.

R = Resistencia en Ω opuesta al flujo de la

L = Longitud en cm entre los dos puntos

corriente.

donde se aplica potencial.

La resistividad del aceite, varia con respecto de la magnitud del voltaje aplicado, el tiempo de aplicación del mismo y de la temperatura del aceite; por lo que se recomienda realizar la prueba considerando los siguientes parametros:

- El voltaje de prueba sera de 2500 a 5000 V.
- El tiempo de prueba sera de un minuto.
- La temperatura aproximada será de 20 °C.

Un valor obtenido de $50 \times 10^6 \text{ M}\Omega/\text{cm}$ a 20°C, como mínimo, es considerado satisfactorio para aceite en servicio; valores inferiores son considerados inadecuados por la cantidad de sustancias iónicas del aceite. En aceites nuevos, el valor obtenido, deberá ser mayor a $250 \times 10^6 \text{ M}\Omega/\text{cm}$.

Prueba de factor de potencia del aceite (NMX-J-123-ANCE-2008, CFE D3100-19): El factor de potencia, es una prueba que evalúa las condiciones dieléctricas del aceite. Como se ha mencionado anteriormente, es la relación de la potencia disipada (Watts) en el aceite, sobre el producto del voltaje efectivo y la corriente (VA); equivalente al coseno del ángulo de fase o bien, al seno del ángulo de perdidas; sabiendo también que es una cantidad adimensional expresada en porciento. El aceite, debe presentar la ausencia de agua y otros contaminantes que puedan provocar su degradación o debilitar su capacidad aislante. La norma CFE D3100-19, especifica que para aceites nuevos, debe tomarse un criterio de aceptación de F.P de 0.05% a 25°C y 0.3% a 100°C; para aceites en servicio. El criterio de aceptación, varia con respecto al nivel de aislamiento y capacidad del interruptor; considerándose aceptable 0.5% a 20°C. Sin embargo, cabe mencionar que un aceite con un valor mayor a 0.6% a 20°C, se considera como

riesgo, debido a que la confiabilidad para mantenerlo en operación es cuestionable puesto que puede presentar concentraciones considerables de gases volátiles.

4.7 Pruebas físicas del aceite (CFE D3100-19):

Densidad del aceite: esta prueba es realizada, utilizando un densímetro graduado internamente, el cual funciona como identificador de muestra y como corrector de la tensión interfacial.

Viscosidad del aceite: es una característica que tiene la finalidad de conducir el calor generado en el equipo y que actúa como medio refrigerante. El límite máximo de viscosidad es de 60 SSU (Segundos Saybolt Universal), medido en m/s^2 equivalente a un valor de 10.4×10^{-6} ; medida por un viscosímetro Saybolt, midiendo el tiempo que tarda un tubo capilar.

Aspecto visual: este tipo de prueba, determina el estado del aceite a simple vista; el cual debe ser limpio, transparente y libre de sedimentos.

Temperatura de inflamación e ignición: esta prueba, funciona como un indicador de las concentraciones volátiles contenidas en el aceite; siendo $145^{\circ}C$ el valor de inflamación aproximado. El aceite es calentado lentamente, pasando por la superficie del mismo una pequeña flama, la temperatura de inflamación se toma en el momento en que el aceite desprenda vapores que rápidamente se enciendan. La temperatura de ignición, será tomada en el punto en que se produzcan vapores suficientes para mantener encendida la muestra de aceite por 5 segundos.

Temperatura de congelación: es la temperatura a la cual el aceite detiene su flujo. Esta prueba, es realizada con la finalidad de garantizar el flujo de aceite en el interruptor ante temperaturas extremadamente frías; siendo $-26^{\circ}C$ la temperatura crítica de congelamiento del aceite.

Tensión interfacial: Esta prueba, mide las impurezas polares mezcladas en el aceite, provocadas por el deterioro de los aceites aislantes ante la presencia del óxido y las impurezas disueltas, con las que el aceite está en contacto así como la contaminación externa.

Contenido de partículas: Es la forma mediante la cual se determina la cantidad de partículas contenidas en una muestra de aceite al realizar una filtración del aceite.

4.8 Pruebas químicas.

Numero de neutralización: indica el número de deterioro por oxidación en el aceite o bien, llamada acidez. Para aceites nuevos, la acidez, debe ser 0.03mgkoH/g de aceite. Esta prueba determina la cantidad de material alcalino necesario para neutralizar los ácidos concentrados en el aceite. Con la operación y el paso del tiempo; el aceite sufre cambios en su composición química, dando lugar a la concentración de peróxidos aldehídos y ácidos orgánicos en el mismo.

Contenido de agua: es una prueba mediante la cual, se determina la humedad presente en el aceite; debido a que el agua es un factor dañino. El aceite para equipo eléctrico, debe tener una concentración máxima de agua, que depende del voltaje de operación del mismo, por lo que esta prueba, es realizada previo a su puesta en servicio.

- Para equipos hasta 115 kV max. 15 ppm.
- Para equipos hasta 230 kV max 12ppm.
- Para equipos hasta 400 kV max. 10 ppm.

Contenido antioxidante o inhibidor: los antioxidantes, tienen la propiedad de reaccionar con los peróxidos para destruirlos y así, disminuir su velocidad de oxidación. Sin embargo, al existir corrosión, los inhibidores no pueden evitar la disolución del cobre, el cual cataliza la per oxidación; por lo cual se debe descartar la existencia de este tipo de inhibidores en el aceite.

Cloruros y sulfatos: La especificación **CFE D3100-19**, indica que no debe existir ningún cloruro ni sulfato en el aceite; debido a que son contaminantes producidos por fallas en la refinación del mismo.

Azufre total: es un contaminante en el aceite, por lo cual su tolerancia de concentración, debe ser de 0.1%

Azufre corrosivo: Esta prueba, utiliza el cobre metálico que está en contacto con el aceite. Los aceites minerales pueden contener sustancias que provocan corrosión cuando se encuentran en uso.

4.9 Cromatografía de gases (NOM-J-308, ASTM D3613):

Al igual que los transformadores con medio de aislamiento en aceite, a los interruptores en GVA o PVA, también se les realiza la prueba de cromatografía de gases. Es una técnica mediante la cual se logra la separación de compuestos orgánicos e inorgánicos, o bien estables y volátiles. Durante la operación del interruptor, el aceite en conjunto con otros materiales dieléctricos, sufren degradación provocada por la temperatura y las tensiones eléctricas que producen la descomposición química y por ende la separación de gases. Al suscitarse fallas tales como el sobrecalentamiento, arco eléctrico o descargas parciales, los gases son detectados y atrapados en el relevador Buchholz, el cual es una alarma de precaución ante la presencia de gases; de tal forma que es de suma importancia verificar la combustibilidad de cada uno de los gases detectados, como resultado de alguna falla o descomposición de materiales aislantes.

El relevador Buchholz, es una herramienta que ayuda a distinguir el tipo de falla suscitada, ya que los gases formados por la descomposición de los materiales aislantes se disuelven total o parcialmente en el aceite, siendo transportados a todos los puntos con los que el aceite está en contacto, facilitando la recolección de muestras para su análisis. La cromatografía, procesa pequeñas muestras de aceite con precisión y sensibilidad; cuando ocurre una falla, la cantidad

de gas generada es pequeña por lo que el gas, se disuelve en el aceite y no se manifiesta en un estado gaseoso que pueda ser detectable y/o analizable.

Extracción de la muestra:

Para la extracción de la muestra, es de suma importancia evitar el contacto con el aire previniendo la contaminación de la misma. El aceite sometido a prueba, se debe tomar de la válvula inferior de nuestro del interruptor. Si existió alguna falla por la cual el relevador Buchholz haya operado, la muestra deberá ser tomada de la purga del relevador, para investigar la concentración de gases antes de su completa disolución en el aceite de acuerdo a la norma NOM-J-308-1983 y ASTM D3613.

Extracción de gases disueltos:

Consiste en la extracción mediante una prueba de vacío a 10^{-2} Torr de los gases disueltos en una cantidad pequeña de aceite aislante.

Análisis cromatográfico:

Consiste en el medio físico de separación de los componentes en un fluido, mediante una fase estacionaria de gran superficie y la del fluido que circula por la superficie. La separación de componentes, ocurre cuando los elementos de la mezcla (aceite), interactúan con la fase estacionaria, ya que las interacciones son diferentes entre sí al igual que las velocidades durante el recorrido de aceite. Los gases, son detectados por dispositivos con parámetros establecidos para cada uno de ellos, mientras que la medición, requiere de un patrón con concentraciones conocidas y calibradas para su detección; por lo que el cromatógrafo realiza tres procesos:

- Inyección o vaporización.
- Detección.
- Columnas.

En el inyector, la muestra de gas en análisis, se diluye en un gas inerte que lo conduce a través de la columna donde se realizara la separación de gases para que posteriormente el detector emita una señal proporcional para cada componente.

Resultados:

La concentración de los gases disueltos en aceite, analiza nueve gases.

GAS	FORMULA	SENSIBILIDAD (*)
Hidrogeno	H ₂	0.5
Oxigeno	O ₂	0.7
Nitrógeno	N ₂	1.0
Metano	CH ₄	2.0
Monóxido de Carbono	CO	3.0
Dióxido de Carbono	CO ₂	3.0
Etileno	C ₂ H ₆	1.0
Etano	C ₂ H ₄	2.0
Acetileno	C ₂ H ₂	3.0
(*) En partes por millón (ppm)		

Fig. 4.19 Gases analizados en la cromatografía de acuerdo a su sensibilidad.

Es expresada en partes por millón (ppm) volumen/volumen de aceite, medida a una temperatura de 23°C por lo que para determinar su concentración se emplea la siguiente ecuación.

$$ppm_i = N_i V_R \frac{R_i}{R_p}$$

Donde:

Ppm_i = Concentración en partículas por millón del componente i.

N_i = Constante para el componente i.

V_R = Volumen de gases extraídos.

R_i = Respuesta del componente i en la muestra

R_p = Respuesta del componente i en el patrón.

La constante N, se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$N_i = \frac{C_i(V_c + K_i V_a) * 10^4}{V_c V_a}$$

Donde:

N_i = Constante para la componente i

C_i = Concentración del gas i en el gas patrón en porcentaje

V_c = Volumen de la cámara de desgasificación.

K_i = Coeficiente de solubilidad del componente i.

V_a = Volumen de la muestra de aceite utilizada.

10^4 = Conversión en ppm.

Además de la concentración de cada gas, también se calcula la concentración total de los gases disueltos; así como la de los gases combustibles; el valor de respuesta del componente, se obtiene del patrón del cromatograma para la medida y determinación del pico correspondiente de concentración de cada gas.

Diagnóstico del aceite: es la parte en la que los resultados se correlacionan con respecto al análisis de las composiciones gaseosas en el aceite del interruptor y determinar si se encuentra en condiciones normales o anormales para su operación. El interruptor, en condiciones operativas normales se produce gases por los materiales aislantes disueltos en el aceite, ocasionados por el arco eléctrico; por lo que la solubilidad de un gas líquido, es determinada por la siguiente ecuación:

$$P_i = H_i C_i$$

Donde:

P_i = Presión parcial del componente i en estado gaseoso.

H_i = Constante de Henry a temperatura del sistema.

C_i = Concentración del componente i en estado líquido.

Cuando la presión total alcanza el valor de una atmosfera, el aceite estará saturado de gas; dependiendo de la cantidad y de la velocidad con la que los gases se produzcan; aquellos originados por una falla, pueden disolverse total o parcialmente en el aceite por lo que, los gases solubles como el C_3 , C_4 , C_2H_4 serán absorbidos mientras que los menos solubles H_2 , N_2 , CO serán liberados por ser menos solubles.

4.10 Triángulo de Duval (IEC60599):

Este método de respuesta, establece la utilización de tres gases y sus concentraciones; metano etileno y acetileno para establecer un diagnóstico y la suma de las concentraciones de gases de falla, equivale al 100%. Por lo que Duval propuso una gráfica con forma de triángulo equilátero en el que cada lado representa una escala de 0 a 100 % de cada gas. Los porcentajes calculados, se colocan en su respectiva escala y líneas proyectadas en una dirección indicando los tres gases que coinciden en un punto en el que se representa la condición del interruptor. En el triángulo, se localizan seis áreas representativas del comportamiento tal como lo son: arco eléctrico de alta energía, arco eléctrico de baja energía, descarga por efecto corona, calentamiento menor a 200 °C, calentamiento entre 200 - 400 °C y calentamiento mayor a 400°C.

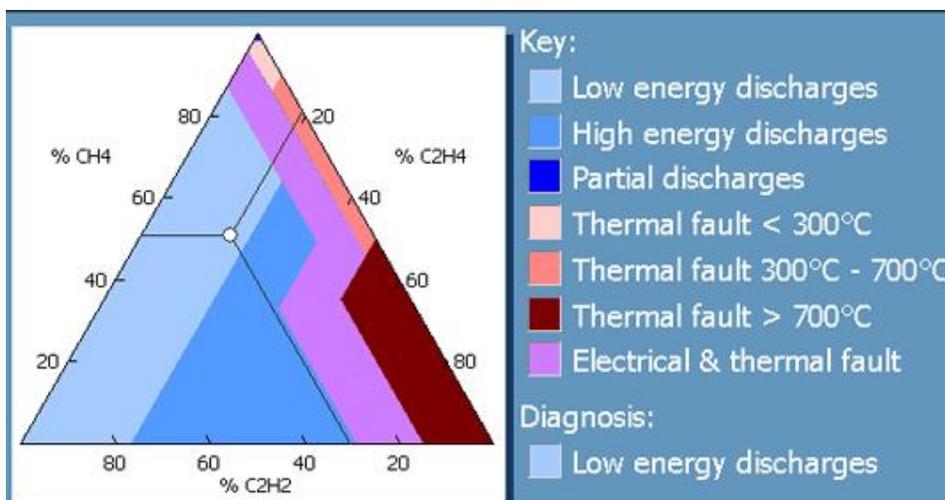


Fig. 4.20 Triángulo de Duval.

4.11 Nomograma (IEC60599):

Consiste en una gráfica que maneja la magnitud de las concentraciones con un valor límite máximo de relaciones de pares de gases. Cada una de las concentraciones de gases, se representan con una línea; para ciertos gases con dos líneas en escalas logarítmicas dibujadas en sentido vertical y en forma adyacente, siendo 7 el número de relaciones entre los gases: Hidrogeno/Acetileno, Acetileno/Etano, Etano/hidrogeno, Hidrogeno/Metano, Metano/Acetileno, Acetileno/Etileno, Monóxido/Dióxido de carbono. Para realizar la comparación, se trazan líneas que conectan las escalas adyacentes en los puntos de concentración de cada gas. La pendiente que presente esta línea de unión, determinara el diagnostico que corresponde a esta relación; aunque se obtienen 7 diagnósticos con este método, solo se diferencian tres tipos de falla: A = Arqueo, P = Pirolisis, C = Corona. El diagnostico tomado como el más representativo del comportamiento del aceite del interruptor, será el que se repita más. La parte inferior de la gráfica entre cada para de escalas de comparación, se encuentra el diagnostico; si la relación es 1:1, la línea que conecta los puntos será horizontal y corresponderá a un comportamiento normal, si la relación es mayor a 1, la línea tendrá pendiente positiva y corresponderá a una falla de tipo pirolisis o calentamiento, si la pendiente de la línea es negativa, pero menor de -1, corresponderá a relaciones en el rango de 1 a 10 e indicaran arqueo. Líneas con pendiente negativa mayores a 10, corresponden a relaciones mayores a 10 e indicaran descarga parcial o corona.

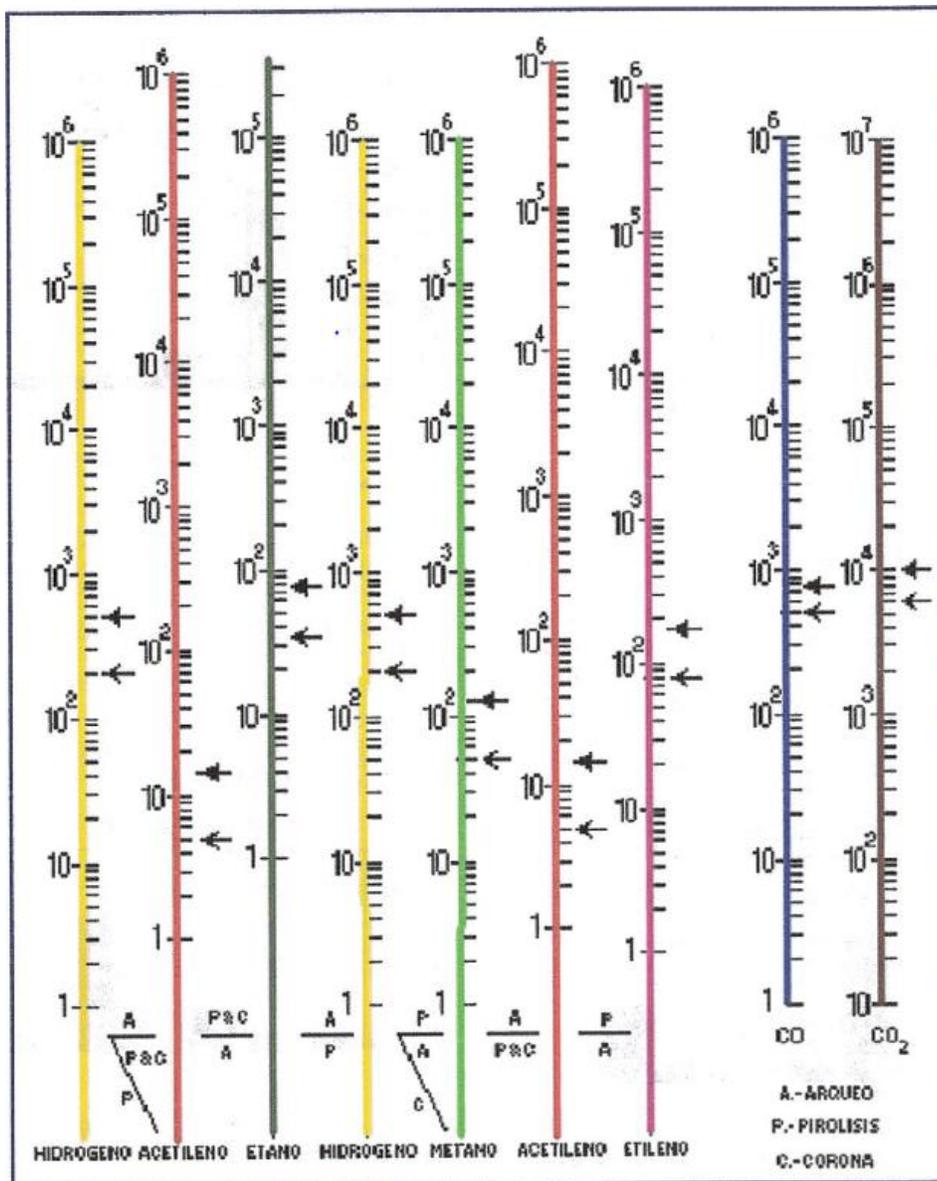


Fig. 4.21 Nomograma para el análisis de gases en cromatografía.

Conclusiones:

El interruptor de potencia, al igual que el transformador y el resto del equipo primario contenido en la subestación, es de gran importancia; puesto que, es el dispositivo de protección del transformador y respaldo de carga; cuya tarea es de gran valor, ya que al realizar la interrupción, evita que las fallas lleguen al núcleo del transformador; así como la extinción del arco en su cámara interruptora, de tal manera que es menester conservarlo en óptimas condiciones operativas, monitoreando el desempeño de su operación y la estabilidad de cada uno de sus componentes. Cabe mencionar que al realizar pruebas eléctricas, mecánicas, físicas y/o químicas se puede determinar el tipo de mantenimiento a realizar en el interruptor, así como el tiempo estimado de intervención; logrando el cumplimiento de las normas oficiales mexicanas e internacionales, garantizando el suministro de energía eléctrica y de calidad a los usuarios.

Referencias.

[1] CFE (MÉXICO). 2008. Conceptos básicos del interruptor de potencia, 20p.

[2] CFE (MÉXICO). 2008. Tipos de interruptores de potencia, 66p.

[3] CFE (MÉXICO). 2008. Pruebas eléctricas a interruptores de potencia, 90p.

[5] http://www.eltrotec.com.pe/alt_int_tanque%20muerto.php.

[6] http://www.eltrotec.com.pe/alt_int_tanque%20vivo.php

Anexo A1 Resistencia de aislamiento.

RESISTENCIA MÍNIMA DE AISLAMIENTO EN ACEITE A 20°C

<u>TENSIÓN ENTRE FASES kV.</u>	<u>MEGAOHMS</u>	<u>TENSIÓN ENTRE FASES kV.</u>	<u>MEGAOHMS</u>
1.2	32	92	2480
2.5	68	115	3100
5.0	135	138	3720
8.66	230	161	4350
15.0	410	196	5300
25.0	670	230	6200
34.5	930	287	7750
69.0	1860	400	10800

Fig. 5.1 Resistencia de aislamiento corregida a 20 °C

CORRECCIÓN POR TEMPERATURA PARA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

<u>*TEMP.°C DEL TRANSFORMADOR</u>	<u>FACTOR DE CORRECCIÓN</u>	<u>*TEMP.°C DEL TRANSFORMADOR</u>	<u>FACTOR DE CORRECCIÓN</u>
95	89	35	2.5
90	66	30	1.8
85	49	25	1.3
80	36.2	20	1.0
75	26.8	15	0.73
70	20	10	0.54
65	14.8	5	0.40
60	11	0	0.30
55	8.1	-5	0.22
50	6	-10	0.16
45	4.5	-15	0.12
40	3.3		

Fig. 5.2 factor de corrección por temperatura del transformador.

Las pruebas eléctricas, deben realizarse al mismo potencial, las lecturas se corrigen a una base de 20°C, recomendando un valor mínimo de resistencia de aislamiento en MΩ, correspondiente al resultado de multiplicar por 27 el valor del voltaje f-f en kV así como el cálculo de los índices de polarización y absorción para determinar el deterioro del aislamiento.

Anexo A2 Factor de potencia

El factor de potencia aumenta directamente con la temperatura del transformador, refiriendo los resultados a una temperatura base de 20°C; a continuación se muestran los factores de corrección para transformadores, líquidos aislantes y boquillas.

BOQUILLAS															
GENERAL ELECTRIC						ASEA	TEMPERATURAS DE PRUEBA		BROWN BOVERI		LAPP			MICANTE AND INSULATORS CO.	
Tipo	Tipo	Tipos L, LC U y LM	Tipos OF, OFI y OFM	Tipos S, SI y SM	Tipo U	Tipo GO 25-765 kV	°C	°F	Tipos CTF y CTKF 20-60 kV	Tipos CTF y CTKF 85-330 kV	Clase ERC 15-23 kV	Clase PRC 15-69 kV	Clase POC 15-765 kV	Mayor de 25-69 kV 69 kV	
1.09	0.93	1.00	1.18	1.26	1.02	0.79	0	32.0	1.24	1.00	0.90	0.81	1.00	1.55	1.13
1.09	0.95	1.00	1.16	1.24	1.02	0.81	2	35.6	1.22	1.00	0.91	0.83	1.00	1.49	1.11
1.09	0.97	1.00	1.05	1.21	1.02	0.83	4	39.2	1.20	1.00	0.92	0.86	1.00	1.43	1.10
1.08	0.98	1.00	1.13	1.19	1.01	0.85	6	42.8	1.17	1.00	0.93	0.88	1.00	1.37	1.08
1.08	0.99	1.00	1.11	1.16	1.01	0.87	8	46.4	1.15	1.00	0.94	0.89	1.00	1.31	1.07
1.07	0.99	1.00	1.10	1.14	1.01	0.89	10	50.0	1.12	1.00	0.95	0.92	1.00	1.25	1.06
1.06	0.99	1.00	1.08	1.11	1.01	0.92	12	53.6	1.10	1.00	0.96	0.94	1.00	1.20	1.05
1.05	1.00	1.00	1.06	1.08	1.01	0.94	14	57.2	1.06	1.00	0.97	0.95	1.00	1.15	1.04
1.04	1.00	1.00	1.04	1.06	1.00	0.95	16	60.8	1.05	1.00	0.98	0.97	1.00	1.10	1.02
1.02	1.00	1.00	1.02	1.03	1.00	0.98	18	64.4	1.03	1.00	0.99	0.98	1.00	1.05	1.01
1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	20	68.0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
0.97	0.99	0.99	0.97	0.97	1.00	1.03	22	71.6	0.98	1.00	1.00	1.00	1.00	0.96	0.99
0.93	0.97	0.99	0.94	0.93	1.00	1.05	24	75.2	0.96	1.00	1.01	1.03	1.00	0.91	0.98
0.90	0.96	0.98	0.91	0.90	0.99	1.07	26	78.8	0.94	1.00	1.02	1.05	1.00	0.87	0.96
0.85	0.94	0.97	0.88	0.87	0.99	1.09	28	82.4	0.91	1.00	1.02	1.07	1.00	0.84	0.95
0.81	0.92	0.96	0.86	0.84	0.98	1.12	30	86.0	0.88	1.00	1.03	1.10	1.00	0.80	0.94
0.77	0.89	0.95	0.83	0.81	0.97	1.14	32	89.6	0.86	1.00	1.03	1.11	1.00	0.77	0.93
0.73	0.87	0.94	0.80	0.77	0.97	1.17	34	93.2	0.84	1.00	1.04	1.12	1.00	0.74	0.92
0.69	0.84	0.93	0.77	0.74	0.96	1.19	36	96.8	0.82	1.00	1.04	1.13	1.00	0.70	0.90
0.65	0.81	0.91	0.74	0.70	0.95	1.21	38	100.4	0.80	1.00	1.05	1.14	1.00	0.67	0.89
0.61	0.78	0.89	0.70	0.67	0.94	1.23	40	104.0	0.78	1.00	1.05	1.15	1.00	0.64	0.88
0.74	0.87	0.67	0.63	0.63	0.93	1.26	42	107.6	0.76	1.00	1.05	1.15	1.00	0.61	0.87
0.70	0.85	0.63	0.60	0.60	0.91	1.28	44	111.2	0.74	1.00	1.06	1.15	1.00	0.58	0.86
0.64	0.83	0.61	0.56	0.56	0.89	1.30	46	114.8	0.72	1.00	1.06	1.15	1.00	0.55	0.85
0.58	0.82	0.58	0.53	0.53	0.87	1.31	48	118.4	0.70	1.00	1.07	1.14	1.00	0.52	0.84
0.52	0.80	0.56	0.50	0.50	0.86	1.33	50	122.0	0.68	1.00	1.07	1.13	1.00	0.50	0.83
0.79	0.53	0.47	0.84		1.34		52	125.6	0.66	1.00	1.07	1.11	1.00		
0.78	0.51	0.44	0.82		1.36		54	129.2	0.64	1.00	1.08	1.09	1.00		
0.77	0.49	0.41	0.79		1.37		56	132.8	0.62	1.00	1.08	1.07	1.00		
0.76	0.46	0.38	0.77		1.37		58	136.4	0.60	1.00	1.07	1.06	1.00		
0.74	0.44	0.36	0.75		1.38		60	140.0	0.58	1.00	1.07	1.05	1.00		

Fig. 5.3 factor de corrección por temperatura para boquillas.

BOQUILLAS										LIQUIDO Y TRANSFORMADOR CON AISLAMIENTO					
McGRAW-EDISON	OHIO BRASS				WESTINGHOUSE			TEMPERATURAS DE PRUEBA		MICA FIL	PASSONI VILLA	Aceite y Trans. de potencia llenados con aceite		Trans. de potencia llenados con aceite (Tipos Sellados, Pre-surizados con gas y Promedio de Trans. de	
	Tipos P, PA y PB	Clase GyL	Clase L	Clase GK	Clase LK	Condensador Excepto Tipo O	Tipo O	O Plus	°C			°F	Tipos PTAO y 3 PV.F	Askarel llenados con askarel	(Tipos de Libre respiración y Conservador viejo)
0.88	1.54	1.29	0.90	0.85	1.81	0.88	0.87	0	32.0		0.85	1.58	1.57	0.95	1.67
0.70	1.47	1.26	0.91	0.86	1.52	0.89	0.89	2	35.6		0.89	1.52	1.50	0.96	1.61
0.72	1.40	1.24	0.91	0.87	1.44	0.90	0.91	4	39.2		0.74	1.48	1.44	0.98	1.55
0.76	1.34	1.21	0.92	0.89	1.36	0.91	0.92	6	42.8		0.78	1.45	1.37	0.98	1.49
0.79	1.29	1.19	0.92	0.90	1.30	0.93	0.93	8	46.4		0.82	1.43	1.31	0.99	1.43
0.82	1.24	1.16	0.93	0.92	1.23	0.94	0.94	10	50.0		0.86	1.38	1.25	0.99	1.36
0.85	1.18	1.12	0.94	0.93	1.18	0.95	0.95	12	53.6		0.89	1.31	1.19	1.00	1.30
0.87	1.14	1.09	0.95	0.95	1.13	0.96	0.96	14	57.2	1.00	0.92	1.24	1.14	1.01	1.23
0.93	1.09	1.06	0.97	0.96	1.09	0.98	0.98	16	60.8	1.00	0.95	1.16	1.09	1.01	1.16
0.96	1.04	1.03	0.98	0.98	1.04	0.99	0.99	18	64.4	1.00	0.97	1.08	1.05	1.00	1.08
1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	20	68.0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
1.02	0.95	0.97	1.02	1.02	0.96	1.01	1.01	22	71.6	1.00	1.02	0.90	0.91	0.96	0.93
1.10	0.91	0.94	1.04	1.04	0.92	1.02	1.02	24	75.2	1.00	1.05	0.81	0.83	0.92	0.86
1.14	0.88	0.91	1.06	1.06	0.88	1.04	1.03	26	78.8	1.00	1.07	0.72	0.76	0.88	0.80
1.18	0.84	0.88	1.09	1.08	0.84	1.05	1.04	28	82.4	1.00	1.09	0.64	0.70	0.84	0.74
1.24	0.80	0.86	1.11	1.10	0.81	1.06	1.05	30	86.0	1.00	1.11	0.56	0.63	0.80	0.69
1.29	0.77	0.83	1.13	1.12	0.77	1.07	1.06	32	89.6	1.00	1.13	0.51	0.58	0.76	0.65
1.32	0.74	0.80	1.15	1.14	0.74	1.08	1.07	34	93.2	1.00	1.16	0.46	0.53	0.73	0.60
1.36	0.71	0.78	1.17	1.15	0.70	1.08	1.07	36	96.8	1.00	1.17	0.42	0.49	0.70	0.56
1.41	0.68	0.75	1.19	1.17	0.67	1.09	1.08	38	100.4	0.99	1.18	0.39	0.45	0.67	0.52
1.45	0.65	0.72	1.21	1.18	0.64	1.09	1.08	40	104.0	0.98	1.18	0.35	0.42	0.65	0.48
1.50			1.22	1.19	0.62	1.10	1.09	42	107.6	0.98	1.20	0.33	0.38	0.62	0.45
1.55			1.24	1.20	0.59	1.11	1.10	44	111.2	0.97	1.22	0.30	0.36	0.59	0.42
1.58			1.26	1.21	0.56	1.11	1.10	46	114.8	0.97	1.24	0.28	0.33	0.56	0.44
1.61			1.27	1.21	0.53	1.10	1.11	48	118.4	0.96	1.24	0.26	0.30	0.54	0.43
1.65			1.29	1.22	0.51	1.10	1.11	50	122.0	0.95	1.25	0.24	0.28	0.51	0.41
1.67			1.30	1.22	0.50	1.10	1.11	52	125.6	0.94	1.26	0.22	0.26	0.49	0.39
1.67			1.31	1.22	0.48	1.09	1.11	54	129.2	0.94	1.26	0.21	0.23	0.47	0.37
1.67			1.33	1.22	0.47	1.08	1.11	56	132.8	0.90	1.26	0.19	0.21	0.45	0.35
1.68			1.34	1.21	0.46	1.07	1.12	58	136.4	0.90	1.26	0.18	0.19	0.43	0.32
1.68			1.35	1.21	0.45	1.06	1.12	60	140.0	0.92	1.25	0.16	0.17	0.41	0.30

(*) TAMBIÉN USAR PARA TODO TIPO DE TRANSFORMADORES CON SILICON

Fig. 5.4 factor de corrección por temperatura para boquillas, transformadores y liquido aislante.

Tensiones de prueba para realizar prueba de factor de potencia:

TENSIONES RECOMENDADOS PARA LA PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y POTENCIA LLENOS CON ACEITE.

<u>RANGO DE TENSIÓN DEL DEVANADO (kV)</u>	<u>TENSIÓN DE PRUEBA (kV)</u>
12 ó MAS	10
4.04 A 8.72	5
2.4 a 4.8	2
abajo de 2.4	1

Fig. 5.5 Tensiones para realizar prueba de F.P a Transformadores de potencia sumergidos en aceite.

Tensiones de prueba recomendadas para transformadores de distribución y potencia sumergidos en aceite para realizar prueba de factor de potencia con ausencia de aceite dieléctrico.

En general la tensión aplicada debe estar entre los límites del 5% al 10% de la tensión nominal del aislamiento (ANSI/IEEE C57.12.00-1980).

<u>RANGO DE TENSIÓN DEL DEVANADO EN DELTA (kV)</u>	<u>TENSIÓN DE PRUEBA (kV)</u>
161 ó Más	10
115 a 138	5
34 a 69	2
12 a 25	1
abajo de 12	0.5

<u>RANGO DE TENSIÓN DEL DEVANADO EN ESTRELLA (kV)</u>	<u>TENSIÓN DE PRUEBA (kV)</u>
12 ó Más	1
abajo del 12	0.5

Se puede probar bajo presión atmosférica de aire o nitrógeno, pero nunca bajo vacío.

Fig. 5.6 Tensiones para realizar prueba de F.P a Transformadores de potencia sumergidos en aceite, con ausencia de aceite.

Anexo A3 Corriente de excitación, valores de referencia.

PRUEBAS DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN A TRANSFORMADORES (mA)							
MARCA	RELACION	MVA	CONEXIÓN	TAP	H1-H0 H1-H3	H2-H0 H2-H1	H3-H0 H3-H2
IEM	69.3-23.8	24/32/40	D-Y	1	44.20	17.27	44.80
	66.0-23.8			3	48.65	19.95	49.15
	62.5-23.8			5	53.35	22.10	54.10
IESA	69.3-23.8	12/16/20	D-Y	1	19.00	11.00	19.25
	66.0-23.8			3	20.50	11.10	20.10
	62.7-23.8			5	22.25	12.10	22.00
IEM	70.7-23.8	24/32/40	D-Y	1	33.05	15.35	34.10
	69.0-23.8			2	34.45	15.95	35.70
	63.8-23.8			5	39.45	18.05	40.70
IEM	70.7-23.8	24/32/40	D-Y	1	33.82	15.12	34.72
	69.0-23.8			2	34.83	16.00	35.70
	63.8-23.8			5	39.45	17.95	39.80
IEM	70.7-23.8	24/32/40	D-Y	1	37.90	16.50	34.60
	69.0-23.8			2	39.50	17.10	35.90
	63.8-23.8			5	45.70	19.20	41.55
IEM	70.7-23.8	24/32/40	D-Y	1	39.00	16.05	39.65
	69.0-23.8			2	39.50	16.10	39.20
	63.8-23.8			5	45.55	18.55	45.50
IEM	70.7-23.8	24/32/40	D-Y	1	38.00	16.80	39.60
	69.0-23.8			2	39.40	17.30	40.50
	63.8-23.8			5	44.60	19.50	46.50
PICMSA	70.7-23.8	24/32/40	D-Y	1	35.00	15.45	36.25
	69.0-23.8			2	36.60	16.17	38.00
	63.8-23.8			5	41.60	18.35	42.90
PROLEC	70.7-23.8	24/32/40	D-Y	1	29.30	11.75	29.40
	69.0-23.8			2	30.55	12.27	30.65
	63.8-23.8			5	42.40	13.90	34.85
PROLEC	70.7-23.8	24/32/40	D-Y	1	29.88	12.40	29.68
	69.0-23.8			2	31.13	12.91	30.90
	63.8-23.8			5	35.23	14.53	35.01
IEM	70.7-23.8	24/32/40	D-Y	1	35.35	15.70	34.7
	69.0-23.8			2	36.80	16.40	36.15
	63.8-23.8			5	42.80	18.95	41.90

Fig. 5.7 Valores de referencia para prueba de corriente de excitación en mA, de acuerdo a la marca de cada equipo en la subestación.

MARCA	RELACION	MVA	CONEXIÓN	TAP	H1-H0 H1-H3	H2-H0 H2-H1	H3-H0 H3-H2
IEM	70.7-23.8	24/32/40	D-Y	1	42.35	19.92	40.90
	69.0-23.8			2	44.55	20.95	43.20
	63.8-23.8			5	50.55	23.80	49.20
IEM	70.7-23.8	24/32/40	D-Y	1	38.75	17.05	39.60
	69.0-23.8			2	40.17	17.60	40.65
	63.8-23.8			5	45.50	19.70	46.22
IEM	70.7-22.9	20/25	D-Y	1	36.17	14.90	34.47
	69.0-22.9			2	37.50	15.40	35.75
	63.8-22.9			5	42.40	17.27	40.55
OSAKA	70.7-23.9	20/25	D-Y	1	44.00	19.02	43.10
	69.0-22.9			2	45.50	19.95	44.70
	63.8-22.9			5	51.27	22.67	50.40
IEM	70.7-23.8	12/16/20	D-Y	1	20.50	10.17	20.10
PROLEC	70.72-23.8	12/16/20	D-Y	1	20.30	9.55	18.97
	69.0-23.8			2	21.78	10.35	20.19
	63.82-23.8			5	24.23	11.30	22.63
IEM	70.72-23.8	12/16/20	D-Y	1	23.41	9.14	23.32
	69.0-23.8			2	24.38	9.53	24.30
	63.82-23.8			5	27.88	10.78	27.75
PROLEC	70.72-23.8	24/32/40	D-Y	1	28.15	11.30	28.05
	69.0-23.8			2	29.30	11.90	29.05
	63.82-23.8			5	33.70	13.70	33.40
PICMSA	72.6-23.8	24/32/40	D-Y	1	30.50	12.60	31.45
	66.0-23.8			17	36.10	14.75	36.15
	59.4-23.8			33	44.20	17.50	43.60
IEM	115.5-23.8	12/16/20	D-Y	1	6.92	2.96	6.63
	110.0-23.8			3	7.39	3.13	7.11
	104.5-23.8			5	7.94	3.35	7.67
IEM	115.0-23.8	12/16/20	D-Y	1	8.11	3.05	6.64
	110.0-23.8			3	8.71	3.14	7.08
	104.5-23.8			5	9.00	3.24	7.66
ACEC	117.8-13.8	10/12.5	D-Y	1	10.29	4.69	10.65
	115.0-13.8			2	10.75	4.90	10.92
	106.2-13.8			5	12.20	5.50	12.38

Fig. 5.8 Valores de referencia para prueba de corriente de excitación en mA, de acuerdo a la marca de cada equipo en la subestación.

MARCA	RELACION	MVA	CONEXIÓN	TAP	H1-H0 H1-H3	H2-H0 H2-H1	H3-H0 H3-H2
IEM	117.8-23.8	18/24/30	D-Y	1	12.25	5.30	10.10
	115.0-23.8			2	12.55	5.40	10.50
	105.5-23.8			5	14.10	6.10	14.10
VOLTRAN	115.5-23.8	12/16/20	D-Y	3	7.75	3.04	7.63
IEM	115.5-23.8	12/16/20	D-Y	3	7.04	2.39	6.58
PROLEC	117.8-13.8	12/16/20	D-Y	1	6.37	3.13	6.63
	115.0-13.8			2	6.65	3.27	6.89
	106.3-13.8			5	7.61	3.71	7.90
PROLEC	117.8-23.0	18/24/30	D-Y	1	7.81	3.72	7.72
	115.0-23.0			2	8.15	3.87	8.06
	106.3-23.0			5	9.31	4.41	9.19
PROLEC	117.8-23.0	18/24/30	D-Y	1	9.97	4.02	10.67
	115.0-23.0			2	10.41	4.19	11.16
	106.3-23.0			5	11.86	4.77	12.68
VOLTRAN	24.15-13.8	5.0/6.25	Y-Y	1	78.17	52.52	75.54
	23.00-13.8			3	86.27	57.80	83.41
	21.85-13.8			5	95.92	64.10	92.74
IESA	21.85-13.8	3.5	Y-Y	4	115.20	74.03	112.70

Fig. 5.9 Valores de referencia para prueba de corriente de excitación en mA, de acuerdo a la marca de cada equipo en la subestación.

Anexo A4 Triángulos de Duval.

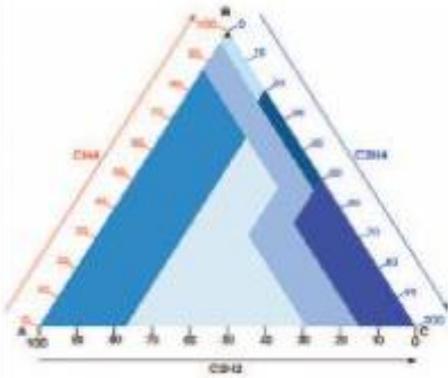
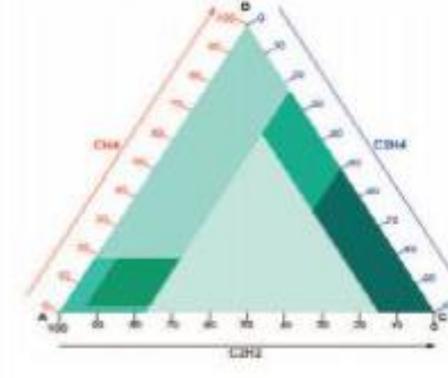
Versiones del Triángulo de Duval	Descripción														
<p data-bbox="154 604 175 632">1</p> 	<p data-bbox="706 485 1490 512">Para transformadores con aceite mineral. Tiene 7 zonas (Tabla 4).</p> <p data-bbox="706 533 1000 560">Los gases que toma son:</p> <p data-bbox="706 581 1065 609">Cateto X = Acetileno (C_2H_2),</p> <p data-bbox="706 630 1027 657">Cateto Y = Metano (CH_4),</p> <p data-bbox="706 678 1036 705">Cateto Z = Etileno (C_2H_4).</p>														
<p data-bbox="154 1226 175 1253">2</p> 	<p data-bbox="706 926 1490 953">Para los cambiadores de tomas de carga en aceite. Tiene 7 zonas, los gases que toma son:</p> <p data-bbox="706 1016 1065 1043">Cateto X = Acetileno (C_2H_2),</p> <p data-bbox="706 1064 1027 1092">Cateto Y = Metano (CH_4),</p> <p data-bbox="706 1113 1036 1140">Cateto Z = Etileno (C_2H_4).</p> <table border="1" data-bbox="706 1150 1474 1556"> <thead> <tr> <th>Zona</th> <th>Identificación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>N</td> <td>Operación normal</td> </tr> <tr> <td>T3</td> <td>Avería térmica grave ($T > 700^\circ C$)</td> </tr> <tr> <td>T2</td> <td>Avería térmica severa ($300 < T < 700^\circ C$)</td> </tr> <tr> <td>X3</td> <td>Averías T3 ó T2 en proceso (en su mayoría) con coque ligero o aumento de la resistencia de los contactos, o D2 formación de arcos severos.</td> </tr> <tr> <td>D1</td> <td>Arcos anormales</td> </tr> <tr> <td>X1</td> <td>Arcos anormales o fallas térmicas en progreso</td> </tr> </tbody> </table>	Zona	Identificación	N	Operación normal	T3	Avería térmica grave ($T > 700^\circ C$)	T2	Avería térmica severa ($300 < T < 700^\circ C$)	X3	Averías T3 ó T2 en proceso (en su mayoría) con coque ligero o aumento de la resistencia de los contactos, o D2 formación de arcos severos.	D1	Arcos anormales	X1	Arcos anormales o fallas térmicas en progreso
Zona	Identificación														
N	Operación normal														
T3	Avería térmica grave ($T > 700^\circ C$)														
T2	Avería térmica severa ($300 < T < 700^\circ C$)														
X3	Averías T3 ó T2 en proceso (en su mayoría) con coque ligero o aumento de la resistencia de los contactos, o D2 formación de arcos severos.														
D1	Arcos anormales														
X1	Arcos anormales o fallas térmicas en progreso														

Fig. 5.10 Triángulos de Duval y sus concentraciones.

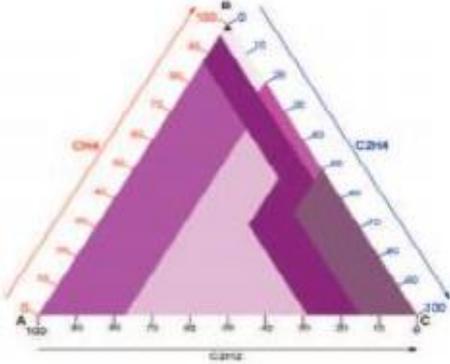
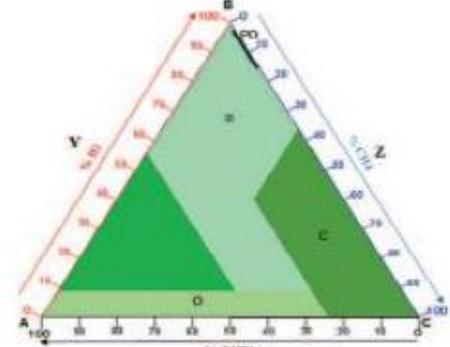
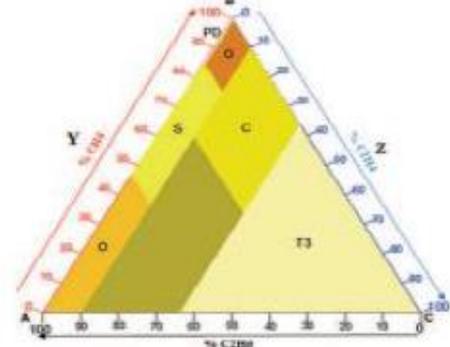
Versiones del Triángulo de Duval	Descripción																								
<p data-bbox="172 541 196 573">3</p> 	<p data-bbox="699 285 1008 317">Para aceites no minerales.</p> <p data-bbox="699 331 1430 485">Los límites de las zonas del triángulo Duval 3 para aceites no minerales son los mismos que los del triángulo de Duval 1, a excepción de los límites (en C₂H₄%) entre D1/D2, T1/T2, y T2/T3 (Tabla 6).</p> <table border="1" data-bbox="732 495 1438 716"> <thead> <tr> <th>Límite entre</th> <th>Aceites minerales</th> <th>Silicona</th> <th>Midel</th> <th>FR3</th> <th>BioTemp</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>D1/ D2</td> <td>23</td> <td>9</td> <td>26</td> <td>25</td> <td>20</td> </tr> <tr> <td>T1/ T2</td> <td>20</td> <td>16</td> <td>39</td> <td>43</td> <td>52</td> </tr> <tr> <td>T2/ T3</td> <td>50</td> <td>(46)</td> <td>(68)</td> <td>63</td> <td>(82)</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="732 726 1438 789">Nota: valores entre paréntesis fueron obtenidos por extrapolación, y por ello necesitan ser verificados.</p> <p data-bbox="732 810 1438 842">TABLA 6. LÍMITES DE ZONA DUVAL 3 PARA ACEITES NO MINERALES</p>	Límite entre	Aceites minerales	Silicona	Midel	FR3	BioTemp	D1/ D2	23	9	26	25	20	T1/ T2	20	16	39	43	52	T2/ T3	50	(46)	(68)	63	(82)
Límite entre	Aceites minerales	Silicona	Midel	FR3	BioTemp																				
D1/ D2	23	9	26	25	20																				
T1/ T2	20	16	39	43	52																				
T2/ T3	50	(46)	(68)	63	(82)																				
<p data-bbox="172 1024 196 1056">4</p> 	<p data-bbox="699 905 1466 1136">Para transformadores con averías de baja temperatura en aceite mineral, usa los gases llamados “Gases de baja energía”, se debe usar solo si se identificaron averías de baja temperatura (T2, T1 y PD) en el triángulo de Duval 1; si se detectan previamente averías D1, D2 ó T3 no se debe usar. Tiene 4 zonas, los gases que toma son: Cateto X Etano, Cateto Y Hidrógeno, Cateto Z Metano.</p>																								
<p data-bbox="172 1423 196 1455">5</p> 	<p data-bbox="699 1304 1466 1577">Para transformadores con averías a altas temperaturas en aceite mineral, usa los gases llamados “Gases de temperatura” o “gases de metal caliente”; se debe usar solo si se identificaron averías de baja temperatura (T2, T1 y PD) en el triángulo de Duval 1; si se detectan previamente averías D1, D2 ó T3 no se debe usar. Tiene 6 zonas, los gases que toma son: Cateto X Etano, Cateto Y Metano, Cateto Z Etileno.</p>																								

Fig. 5.11 Triángulos de Duval y sus concentraciones.

Anexo A5 Periodicidad de mantenimiento realizado a una S.E. de distribución.

Las tensiones para los equipos en subestaciones de distribución, son en M.T (13.8kv a 34.5kV)

y en A.T (69kV a 138kV).

EQUIPO	ACTIVIDAD	PERIODO	
		MESES	AÑOS
TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN M.T y A.T.	PRUEBAS ELECTRICAS		2
	ANALISIS DE GASES	6	
	MANTENIMIENTO, SECADO Y CAMBIO DE ACEITE EN CAMBIADOR DE DERIVACIONES Y DEVANADOS		10
	REPLAZO DE ACEITE A CAMBIADOR DE DERIVACIONES		5
	MANTENIMIENTO A SISTEMA DE ENFRIAMIENTO		1
	MANTENIMIENTO A EQUIPOS AUXILIARES		1
CUCHILLAS DESCONECTADORAS EN A.T.	LIMPIEZA, LUBRICACION Y ENGRACE DE RODAMIENTOS Y BARRAS DE ACCIONAMIENTOS		2
	PRUEBAS ELECTRICAS		3
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE, POTENCIAL Y DISPOSITIVOS DE POTENCIAL EN A.T.	PRUEBAS ELECTRICAS		3
RED DE TIERRAS	PRUEBAS Y MANTENIMIENTO		3
BANCOS DE BATERIAS Y CARGADORES	MEDICION DE DENSIDADES, REPOSICION DE NIVELES Y VOLTAJES	1	
	LIMPIEZA DE CELDAS	1	
	REAPRIETE DE CONEXIONES Y LUBRICACION	1	
	REVISION Y LIMPIEZA DE CARGADORES	6	

Fig. 5.12 Periodicidad de mantenimiento a una S.E de distribución

Las tensiones para los equipos en subestaciones de distribución, son en M.T (13.8kv a 34.5kV) y en A.T (69kV a 138kV).

EQUIPO	ACTIVIDAD	PERIODO	
		MESES	AÑOS
INTERRUPTORES DE POTENCIA SF6 y PVA EN A.T.	PRUEBAS ELECTRICAS		3
	MANTENIMIENTO A CAMARAS Y MACANISMOS		4
	CAMBIO DE ACEITE A CAMARAS		2
	MEDICION DE HUMEDAD RESIDUAL SF6		3
INTERRUPTORES DE POTENCIA SF6, PVA y VACIO EN M.T.	PRUEBAS ELECTRICAS		3
	MANTENIMIENTO A CAMARAS Y MACANISMOS		4
	CAMBIO DE ACEITE A CAMARAS		1
	MEDICION DE HUMEDAD RESIDUAL SF6		3
INTERRUPTORES DE GRAN VOLUMEN DE ACEITE	PRUEBAS ELECTRICAS		2
	MANTENIMIENTO A CAMARAS Y MACANISMOS		4
	CAMBIO DE ACEITE		4
	MANTENIMIENTO A MOTOCOMPRESORES Y AUXILIARES	6	
	MANTENIMIENTO A MECANISMOS NEUMATICOS		2

Fig. 5.13 Periodicidad de mantenimiento a una S.E de distribución

Referencias.

- [1] CFE (MÉXICO). 2008. Procedimiento de pruebas de campo para equipo primario de subestaciones de distribución, 613p.

- [2] CFE (MÉXICO). 2008. Criterios de Mantenimiento a Equipo Primario de S.E.S ,26p.

- [3] CFE (MÉXICO). 2008. Procedimiento para la interpretación de cromatografía de gases.

- [4] Sarria-Arias Johana Tatiana “Estado del Arte del Análisis de Gases Disueltos en Transformadores de Potencia “Universidad Distrital Francisco José de Caldas” 2014.

- [5] CFE (MÉXICO). 2002. Cromatografía de Gases, 29p.

- [6] <http://www.revistaei.cl/informes-tecnicos/fallas-transformadores-subestaciones-electricas-la-mirada-la-sec/#>

Conclusión Final.

El análisis del equipo primario que conforma una subestación de distribución, es de gran ayuda para todo aquel estudiante de ingeniería eléctrica; puesto que brinda otra perspectiva de lo que es la distribución de energía eléctrica mediante la operación de transformadores de potencia, a los cuales cantidades muy grandes de voltaje llegan después de la generación y posteriormente transmisión. Como es sabido, existen transformadores reductores y elevadores, cuya finalidad es la de elevar o reducir el potencial eléctrico para sus diferentes usos. El estudio más detallado de cada dispositivo de la subestación, se resumió en dos equipos; el transformador e interruptor de potencia, dando a conocer al lector las diferentes pruebas que se realizan al equipo primario de la subestación, con base en la información de los parámetros de operación y aceptación respecto a normas nacionales e internacionales. Por otro lado las pruebas, son una referencia del comportamiento del equipo ante situaciones de falla u operación, que permiten la toma de decisiones respecto al tipo de mantenimiento a realizar y el tiempo en que se realiza dicho mantenimiento. La preservación de cada equipo, así como las tareas que desempeñan permite mantener una vida operativamente larga; garantizando la disminución de fallas y afectación a equipos, sobre todo evitando la interrupción en el servicio eléctrico que se suministra a cada usuario. A medida que la tecnología avanza, los dispositivos eléctricos, se modernizan, desde el diseño, el monitoreo y la operación; sin embargo, aún no están exentos del todo de mantenimiento pero sin lugar a dudas, es posible que en un futuro llegue a ser una realidad que facilitara la optimización de los equipos en todo aspecto.