

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**EL MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN LA VIDA ÚTIL DE LOS
EQUIPOS PRIMARIOS DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

DANIEL FERNANDO ARRECIS VILLATORO

ASESORADO POR EL ING. LUIS ABEL GOMEZ GIRÓN

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, AGOSTO DE 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
VOCAL V	Br. Sergio Alejandro Donis Soto
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Marvin Marino Hernández Fernández
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Adolfo Hernández
EXAMINADOR	Ing. Carlos Fernando Rodas
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**EL MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN LA VIDA ÚTIL DE LOS
EQUIPOS PRIMARIOS DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 10 de marzo de 2011.


Daniel Fernando Arrecís Villatoro

Guatemala, 28 de noviembre de 2012

Ingeniero Francisco Javier González López
Coordinador Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica-Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala
Ciudad


Estimado Ing. González:

Adjunto a la presente encontrará el trabajo de tesis titulado **EL MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN LA VIDA ÚTIL DE LOS EQUIPOS PRIMARIOS DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA**, presentado por el estudiante universitario **Daniel Fernando Arrecis Villatoro**, quien se identifica con número de carné **2001-17494**, previo a optar al título de Ingeniero Electricista.

En mi calidad de Asesor, me permito comunicarle que éste documento de tesis fue revisado y reescrito hasta quedar satisfecho del trabajo efectuado. Estimo que constituye un aporte para la Facultad de Ingeniería, razón por la cual lo someto a su consideración para ser aprobado.

Agradeciendo de antemano su atención a la presente, me suscribo.

Atentamente,


Luis Abel Gomez Girón
Ingeniero Electricista
Asesor de Tesis

LUIS ABEL GOMEZ GIRÓN
INGENIERO ELECTRICISTA
COLEGIADO No. 9073

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 44. 2013
Guatemala, 24 de MAYO 2013.

Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
EL MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN LA VIDA ÚTIL DE
LOS EQUIPOS PRIMARIOS DE UNA SUBESTACIÓN
ELÉCTRICA, del estudiante Daniel Fernando Arrecis Villatoro
que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAR A TODOS

Ing. Francisco Javier González López
Coordinador Área Electrotécnica



SRO

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 44. 2013.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; DANIEL FERNANDO ARRECIS VILLATORO titulado: EL MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN LA VIDA ÚTIL DE LOS EQUIPOS PRIMARIOS DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA, procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'G. Puente Romero'.



GUATEMALA, 8 DE JULIO 2,013.

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

DTG. 552 .2013

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **EL MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN LA VIDA ÚTIL DE LOS EQUIPOS PRIMARIOS DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA**, presentado por el estudiante universitario **Daniel Fernando Arrecis Villatoro**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
Decano

Guatemala, 9 de agosto de 2013

/gdech



ACTO QUE DEDICO A:

Dios

Por permitirme conocerte como mi Señor y Salvador. Hoy te doy la gloria de este logro y en público lo declaro, gracias por esta oportunidad única en la que me permites honrar a mis padres.

Mis padres

Mirna Esthela Villatoro Pinto de Arrecis y Armando Joel Arrecis Girón. Este logro también fue posible gracias al trabajo y dedicación que tienen para con todos sus hijos. El fruto de su esfuerzo se ve reflejado en esta oportunidad y no hay palabras para agradecerles el regalo de la educación que me han dado. En el camino sacrificaron salud, tiempo y mucho esfuerzo.

Mis hermanos

Joel Alejandro por su ayuda, paciencia, amistad, a Ingrid Esthela por su amistad y cariño, a Pablo Esteban por su amistad y apoyo y a David Andrés Arrecis, por su cariño, amistad y amor.

Mi abuela

Marta Fidelina Girón Girón por su cariño, dedicación, paciencia, amor, ternura y comprensión, y por ser un ejemplo de vida para toda la familia.

Mis tíos

Por su amistad, cariño y amor. A todos y cada uno de ellos, pero especialmente a Miriam Arrecis de Arévalo y Jorge Arévalo.

Mis amigos

Alejandro Meza Monzón, Juan José Cardona, Elvis Morales Pérez, William Alvarado Hernández, Mario Velásquez y Maco García, por ser personas especiales en mi vida y apoyarme siempre en el transcurso de la carrera.

AGRADECIMIENTOS A:

**Ingeniero Luis Abel
Gómez Girón**

Por su asesoría, motivación, ser un ejemplo como persona íntegra, honesta y como profesional.

**Ingeniero Carlos Enrique
Quintana**

Por su apoyo, asesoría, ejemplo de integridad, amistad y respeto en el desarrollo del presente trabajo. Le admiro como profesional y por su calidad humana.

**Ingeniero Giovanni
Galindo**

Por su buen ejemplo como profesional y amistad en el desarrollo de mi vida laboral.

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por permitirme adquirir los conocimientos dentro de sus aulas.

**Instituto Nacional de
Electrificación (INDE)**

Por darme la oportunidad de tener el contacto directo con el personal, que desarrolla el trabajo de campo relacionado con este trabajo de graduación.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN	XV
OBJETIVOS	XVII
INTRODUCCIÓN	XIX
1. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	1
1.1. Definición	1
1.1.1. Tipos de subestaciones	2
1.1.2. Elementos que conforman una subestación eléctrica	2
1.1.3. Esquemas eléctricos de subestaciones	4
1.1.3.1. Interruptor sencillo – barra simple	4
1.1.3.2. Interruptor sencillo – barra partida	5
1.1.3.3. Interruptor simple – barra de transferencia	5
1.1.3.4. Interruptor y medio	6
1.1.3.5. Interruptor doble – barra doble	7
1.2. Red de tierras	8
1.2.1. Métodos de medición de la resistividad del terreno ...	9
1.2.1.1. Método de la información geológica y muestras de suelo	9
1.2.1.2. Método de variación de la profundidad.	10
1.2.1.3. Método de los dos puntos	10

1.2.1.4.	Método de los cuatro puntos	11
1.2.2.	Medición en alta frecuencia de resistencia a tierra ..	14
1.2.3.	Tensión de paso.....	15
1.2.4.	Tensión de contacto	17
1.2.5.	Recomendaciones sobre medición de puestas a tierra.....	19
2.	TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	21
2.1.	Clases de transformadores de potencia.....	22
2.1.1.	Transformadores secos.....	22
2.1.2.	Transformadores en aceite.....	22
2.1.3.	Transformadores aislados en gas (hexafluoruro de azufre).....	23
2.2.	Pruebas eléctricas en transformadores de potencia.....	23
2.2.1.	Pruebas en Corriente Directa (DC).....	23
2.2.1.1.	Prueba de resistencia de aislamiento (MEGGER)	24
2.2.2.	Pruebas en Corriente Alterna (AC).....	25
2.2.2.1.	Prueba de factor de potencia	25
2.2.2.2.	Prueba de Relación de Transformación (TTR).....	25
2.2.2.3.	Prueba de análisis de respuesta por barrido de frecuencia	26
2.2.2.3.1.	Propósito de la prueba SFRA	27
2.2.2.3.2.	Lineamientos para interpretación de gráficas SFRA	28

	2.2.2.3.3.	Estandarización de la medida.....	29
	2.2.2.3.4.	Circuito equivalente del transformador a alta frecuencia	30
	2.2.2.4.	Prueba de corriente de excitación	30
	2.2.2.5.	Prueba de reactancia de dispersión	32
2.3.		Pruebas fisicoquímicas en el aceite aislante	33
	2.3.1.	Rigidez dieléctrica.....	34
	2.3.2.	Humedad	34
	2.3.3.	Número de acidez.....	35
	2.3.4.	Tensión interfacial.....	35
	2.3.5.	Inhibidor de oxidación	36
	2.3.6.	Factor de potencia	36
2.4.		Comparación de resultados.....	36
	2.4.1.	Comparaciones basadas en el tiempo	36
	2.4.2.	Comparaciones basadas en el tipo	37
	2.4.3.	Comparaciones basadas en el diseño	37
	2.4.4.	Comparación del análisis de respuesta por impulso de frecuencia contra el SFRA	37
2.5.		Fallas en el transformador de potencia.....	38
	2.5.1.	Cambiador de <i>taps</i>	38
	2.5.2.	Fallas en el Cambiador de <i>Taps</i> (OLTC)	38
	2.5.2.1.	Desgaste en piezas del ruptor	39
	2.5.2.2.	Desgaste o erosión de los contactos	40
	2.5.2.3.	Formación de depósitos de carbón.....	41
	2.5.2.4.	Signos de temperatura excesiva.....	42
	2.5.3.	Detección de fallas con SFRA	42

3.	TRANSFORMADORES DE MEDICIÓN.....	45
3.1.	Definición.....	45
3.2.	Tipos de transformadores de medición	45
3.2.1.	Transformador de potencial (inductivo)	45
3.2.2.	Transformador de corriente	46
3.2.3.	Transformador de Potencial Capacitivo (TPC)	47
3.2.4.	Transformador de medición combinado	48
3.3.	Pruebas en transformadores de medición.....	49
3.3.1.	Pruebas realizadas a Transformadores de Corriente (TC)	49
3.3.2.	Pruebas realizadas a Transformadores de Potencial (TP)	53
3.3.3.	Prueba de espectroscopia de frecuencia.....	55
3.3.4.	Determinación de fallas en los transformadores de medición.....	58
3.3.4.1.	Causas de falla en transformadores de corriente.....	59
3.3.4.2.	Causas de falla en transformadores de tensión capacitivos.....	59
3.3.4.3.	Causas de falla en transformadores de tensión inductivos.....	59
3.3.4.4.	Recomendaciones a considerar para la solución de fallas.....	60
3.4.	Características constructivas de los transformadores de medida.....	60
3.4.1.	Parámetros de construcción de transformadores de corriente	61
3.4.2.	Parámetros de construcción de transformadores de potencial.....	62

4.	INTERRUPTORES DE POTENCIA.....	65
4.1.	Pruebas en interruptores de potencia.....	65
4.1.1.	Tiempos de maniobra y sincronismo entre contactos	65
4.1.1.1.	Tiempos de apertura	65
4.1.1.2.	Tiempo de cierre	68
4.1.2.	Control del medio de extinción.....	71
4.1.2.1.	Rigidez dieléctrica	71
4.1.2.2.	Humedad, acidez, calidad aceite/gas ...	71
4.1.3.	Comprobación de fugas de aislante.....	72
4.1.3.1.	Fugas de aceite policlorurobifenílico.....	73
4.1.3.2.	Fugas de gas SF6	73
4.1.3.3.	Corrección de fugas de SF6	74
4.1.4.	Inserción de contactos	74
4.1.4.1.	Sincronismo en inserción de contactos.....	74
4.1.4.2.	Desplazamiento angular y lineal	75
4.1.4.2.1.	Desplazamiento angular .	77
4.1.4.2.2.	Desplazamiento lineal	77
4.1.4.3.	Curvas de desplazamiento	79
4.1.4.3.1.	Curvas de velocidades instantáneas	81
4.1.4.3.2.	Velocidad promedio	81
5.	PARARRAYOS	83
5.1.	Definición	83
5.2.	Pruebas en pararrayos	85
5.2.1.	Factor de potencia	86
5.2.2.	Corriente de fuga	87

5.2.2.1.	Corriente de fuga total.....	87
5.2.2.2.	Corriente de fuga resistiva	90
5.2.2.3.	Corriente de fuga capacitiva.....	90
5.2.3.	Medida de descargas parciales	92
5.2.4.	Ensayo de cortocircuito	93
5.2.5.	Medida de la corriente permanente de fuga	94
5.2.5.1.	Puesta a tierra en pararrayos.....	95
5.2.6.	Ensayo de verificación de la tensión residual con impulsos tipo rayo	95
5.2.7.	Modelo dependiente de alta frecuencia.....	97
5.3.	Software de mantenimiento en subestaciones Power DB	99
5.3.1.	Instrumentos de prueba admitidos por el programa Power DB.....	100
5.3.2.	Power DBLite	100
CONCLUSIONES		101
RECOMENDACIONES		103
BIBLIOGRAFÍA		105

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Subestación eléctrica	1
2.	Transformador de potencia y datos de la placa	3
3.	Diagrama de elementos en una subestación.....	3
4.	Esquema de conexión interruptor sencillo – barra simple.....	4
5.	Esquema de conexión interruptor sencillo – barra partida	5
6.	Esquema de conexión interruptor simple – barra de transferencia	6
7.	Esquema de conexión interruptor y medio	7
8.	Esquema de conexión interruptor doble – barra doble	8
9.	Conexión a tierra.....	9
10.	Conexión en método de dos puntos	11
11.	Conexión en arreglo Wenner	12
12.	Curva de resistividad típica	13
13.	Conexión en arreglo Schlumberger-Palmer	14
14.	Esquema de medidor de alta frecuencia	15
15.	Representación de tensión de paso	16
16.	Representación de tensión de contacto	17
17.	Circuito equivalente de un transformador	21
18.	Transformador de potencia	21
19.	Diagrama de conexión	24
20.	Circuito de prueba para medición de relación	26
21.	Configuración de tres cables para la medición (SFRA)	27
22.	Visualización de prueba SFRA por partes.....	29
23.	Circuito equivalente del transformador a alta frecuencia	31

24.	Representación de corriente de excitación en vacío	31
25.	Representación de corriente de excitación con carga	32
26.	Esquema de reactancia de dispersión	33
27.	Toma de muestra de aceite de un transformador de potencia	34
28.	Dispositivo Transport X para medición de contenido de agua en el aceite.....	35
29.	Aspecto de un cambiador de <i>taps</i>	38
30.	Contactos del selector erosionados debido a la acción del arco eléctrico	41
31.	Diagrama de un transformador de potencial inductivo	46
32.	Diagrama de un transformador de corriente	46
33.	Diagrama de un Transformador de Potencial Capacitivo (TPC).....	47
34.	Diagrama de Circuito Dieléctrico TC.....	52
35.	Diagrama de Circuito Dieléctrico TP	55
36.	Diagrama de conexión para la realización de espectroscopía a un transformador	57
37.	Diseño de la construcción de un transformador de corriente cabezoidal	61
38.	Diseño de la construcción de un transformador de potencial de un polo	63
39.	Curva de desplazamiento para una operación de apertura.....	66
40.	AREVA_GL931 Prueba 2 apertura Subestación Guatemala Sur	67
41.	Curva de desplazamiento para una operación de cierre	69
42.	AREVA_GL931 Prueba 5 orden de cierre Subestación Guatemala Sur	70
43.	Mecanismo de operación con desplazamiento angular (90° nominal CB HPL245 ABB)	76
44.	Interruptor con mando hidráulico con desplazamiento lineal CB FX-170 Alsthom.....	76

45.	Desplazamiento angular en función del tiempo. Interruptor mando mecánico resortes.....	78
46.	Sistema esquemático de un mando hidráulico (óleo neumático)	78
47.	Curvas de desplazamiento por operaciones de cierre y de apertura	79
48.	AREVA_GL931 Prueba 4 apertura-cierre-apertura Subestación Guatemala Sur	80
49.	Curvas de desplazamiento y su derivada (curva de velocidad)	81
50.	Circuito equivalente de pararrayo SiC (carburo de silicio)	83
51.	Circuito equivalente de un pararrayos de ZnO (óxido de zinc)	88
52.	Representación de la corriente total de fuga	89
53.	Representación de un incremento en la corriente de fuga.....	90
54.	Medición de la corriente de fuga con compensación de tensión.....	94
55.	Circuito equivalente del modelo dependiente de alta frecuencia	97
56.	Curva de características no lineales de las resistencias A0, A1	98
57.	Pantalla de inicio del software PowerDB 10 Lite	99

TABLAS

I.	Representación de los efectos fisiológicos de la corriente eléctrica en el ser humano	18
II.	Referencia de valores admisibles de tensión de contacto	19
III.	Cantidad de operaciones para un cambiador de <i>taps</i> MR Reinhausen según modelo de dispositivo utilizado	40
IV.	Valores mínimos de resistencia de aislamiento	50
V.	Valores para tensiones de prueba en TC tipo tanque serie IMB según Norma IEC 60044-1.....	51
VI.	Valores para corriente nominal y de cortocircuito de prueba en TC tipo tanque serie IMB.....	51

VII.	Valor de corriente nominal mínima en un TC durante una corriente de cortocircuito	52
VIII.	Valores típicos para tensiones de prueba en TP tipo inductivo serie EMF según Norma IEC 60044-2 (IEC 186)	53
IX.	Valores para tensiones de prueba en TP tipo capacitivo según Norma IEC 60186, IEC 60358, IEC 60044-4, IEC 60044-2.....	54
X.	Valores típicos de capacitancia para asegurar un buen funcionamiento durante transitorios en TP tipo capacitivo según ANSI/IEEE C57.13 y ANSI C93.3.1	54
XI.	Rangos usuales de temperatura, capacitancia y frecuencia de muestreo para espectroscopia en transformadores	56
XII.	Valores característicos de factor de disipación a diferente frecuencia en aceite envejecido.....	58
XIII.	Guía para selección de modelo de pararrayos de porcelana	84
XIV.	Guía para selección de modelo de pararrayos de silicona	85
XV.	Voltajes recomendados de prueba en pararrayos.....	86

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
Yo	Admitancia de excitación
HV	Alto voltaje
A	Amperios
SFRA	Análisis de respuesta por barrido de frecuencia
LV	Bajo voltaje
CBC	Cambiador bajo carga
OLTC	Cambiador de <i>taps</i>
SiC	Carburo de silicio
AC	Corriente alterna
DC	Corriente directa
Hz	Hertzio
SF6	Hexafluoruro de azufre
ZL	Impedancia de carga
KVA	Kilo voltio amperio
bar	Medida de presión
μs	Microsegundo
ZnO	Óxido de zinc
ppm	Partes por millón
π	Pi
pF	Picofaradio
PCB	Policlorurobifenílico
%	Porcentaje
ρ	Resistividad

GIS	Subestación Aislada en Gas
TOV	Sobretensión transitoria
CT o TC	Transformador de corriente
TM	Transformador de medición o medida
PT o TP	Transformador de potencial
TPC	Transformador de potencial capacitivo
V	Voltio.

GLOSARIO

ANSI	Instituto Nacional de Electrificación
Corriente de cortocircuito	Evento que sucede cuando el voltaje alcanza un valor máximo y la resistencia está a mínima expresión, produciendo una corriente extremadamente alta capaz de causar daño por efectos térmicos
Descarga electroatmosférica	Descarga aleatoria de carácter eléctrico y corta duración, producida en la atmósfera por fenómenos climatológicos.
Dieléctrico	Material mal conductor de la electricidad, usado como aislante. Sometido a campo eléctrico externo puede establecer en él un campo eléctrico interno.
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica
GIS	Subestación Aislada de Gas
IEC	Comisión Internacional Electrotécnica
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos

INDE	Instituto Nacional de Electrificación
Nominal	Magnitud teórica o ideal de cualquier parámetro cuantificable, en la cual un equipo opera en su estado normal, siendo más eficiente así.
Régimen transitorio	Período de corta duración que caracteriza a una falla eléctrica en la cual el valor aumenta o disminuye de forma exponencial.
Sobretensión	Aumento de voltaje arriba de lo normal. Puede causar envejecimiento prematuro, incendios o daños a los equipos.

RESUMEN

En este documento se detalla el tema del mantenimiento predictivo en la vida útil de los equipos primarios de una subestación eléctrica, las pruebas realizadas a los diferentes dispositivos, la frecuencia con que deben de ser realizadas y las diferentes metodologías para obtener respuestas favorables a partir de los resultados obtenidos.

El primer capítulo abarca las generalidades sobre una subestación eléctrica, los principales equipos que se pueden encontrar en ella, los tipos de subestaciones y sus configuraciones, así como la importancia de las redes de puesta a tierra y todo lo que implica el diseño y medición de parámetros para su correcto mantenimiento.

El segundo capítulo trata sobre transformadores de potencia, las clases que existen en el mercado, los ensayos que se les aplican, la interpretación de resultados, así como diagramas para el análisis de transformadores en baja y alta frecuencia, que proporciona una mejor perspectiva para evaluar el equipo.

En el tercer capítulo se habla acerca de los transformadores de medición, las diferencias y aplicaciones de los distintos tipos que hay disponibles, las pruebas que se le realizan a cada uno según los requerimientos y la aplicación para la que sean utilizados, tablas con valores típicos de referencia y los parámetros de construcción ya que difieren de los transformadores de potencia.

En el capítulo cuarto se toca el tema de interruptores de potencia, los tiempos de cierre y apertura, las fugas, medios de extinción del arco eléctrico,

tipos de desplazamiento del interruptor y las curvas de velocidad instantánea y promedio.

En el quinto capítulo se detalla la información de los pararrayos, cómo seleccionar los mismos de acuerdo a su aplicación, los materiales de los que están fabricados como porcelana y silicona, los ensayos que se les aplican y un apartado sobre programas informáticos utilizados para mantenimiento predictivo de equipos primarios.

OBJETIVOS

General

Explicar la influencia del mantenimiento predictivo que se realiza en la subestación, sobre la vida útil de los equipos primarios, dada la naturaleza de su uso continuo e ininterrumpido.

Específicos

1. Explicar las distintas configuraciones de una subestación eléctrica y su diseño.
2. Definir las pruebas en transformadores, redes de tierra, interruptores de potencia y pararrayos, por su importancia, frecuencia y relevancia en cuanto a los resultados.
3. Informar sobre los ensayos de análisis de respuesta por barrido de frecuencia.
4. Enfatizar que el aislamiento es uno de los parámetros fundamentales que deben de ser vigilados, el cual indica, si hay daño y que tan considerable es éste, para el correcto funcionamiento de un equipo primario.
5. Informar sobre el software disponible para el control y desarrollo de mantenimiento.

INTRODUCCIÓN

El mantenimiento predictivo se caracteriza por tomar en cuenta los antecedentes históricos de las pruebas realizadas a los equipos, haciendo que el desempeño de cada dispositivo sea óptimo, y la vida útil de los equipos primarios de una subestación eléctrica más larga. Dado que a diferencia de otros tipos de mantenimiento como correctivo y preventivo, su aplicación disminuye los costos de operación de la subestación evitando hacer gastos innecesarios. La estabilidad del sistema nacional interconectado depende del continuo servicio que presten las subestaciones y de reducir al mínimo la probabilidad de fallas que pudieron haber sido evitadas. Por ello, es mejor llevar un plan con pruebas programadas y evaluación continua de resultados, para así tener un mejor aprovechamiento de los equipos.

En el documento se describen las diferentes pruebas de diagnóstico, ensayos actuales, que se llevan a cabo con dispositivos de última tecnología; como el barrido de frecuencia y la espectroscopía de frecuencia, que amplían el panorama para la interpretación de resultados. Así también se abarcó el tema de software de mantenimiento dado que es la tendencia actual a implementar.

El tema se abordó desde una perspectiva que estudia el equipo primario no solo en su funcionamiento, sino dando sus características constructivas, el diseño y puesta en marcha, las fallas más comunes, y el análisis de resultados obtenidos al comparar los valores obtenidos históricamente.

1. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

1.1. Definición

Es un conjunto de sistemas eléctricos de medición, protección, comunicación y control, que conforman una instalación destinada a modificar y establecer parámetros de tensión de una infraestructura eléctrica, para facilitar el transporte y distribución de la energía según se requiera en un punto determinado. Se realizan transformaciones de tensión, frecuencia, número de fases o la interconexión de dos o más circuitos para direccionar el flujo de potencia.

Figura 1. Subestación eléctrica



Fuente: SubestaciónEscuintla 2 INDE.

1.1.1. Tipos de subestaciones

- Subestación receptora y de enlace: cuando se interconecta a una o varias subestaciones que permiten el respaldo del suministro eléctrico.
- Subestación distribuidora: destinada a distribuir la energía eléctrica sin modificar sus características eléctricas.
- Subestación de generación: asociadas a centrales generadoras. Dirigen directamente el flujo de potencia al sistema.
- Subestación de transformación: con transformadores elevadores o reductores (pueden ser terminales o no).
- Subestación de maniobra: conectan varios circuitos (o líneas) para orientar o distribuir el flujo de potencia a diferentes áreas del sistema.

1.1.2. Elementos que conforman una subestación eléctrica

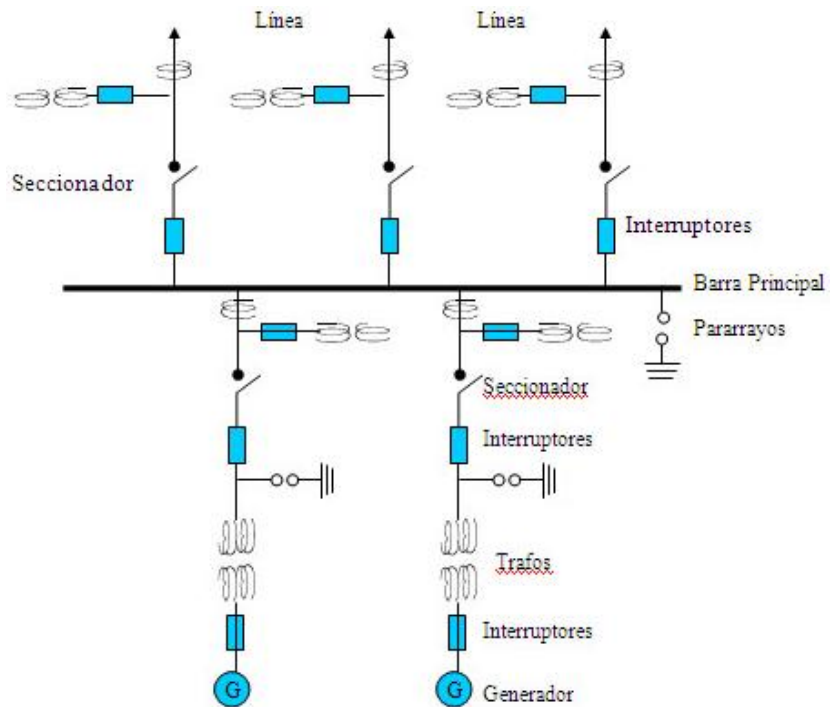
Algunos de los elementos que conforman una subestación se muestran en la siguiente figura.

Figura 2. Transformador de potencia y datos de la placa



Fuente: Subestación Guatemala Sur INDE.

Figura 3. Diagrama de elementos en una subestación



Fuente: Archivo Subestación Guatemala Norte INDE.

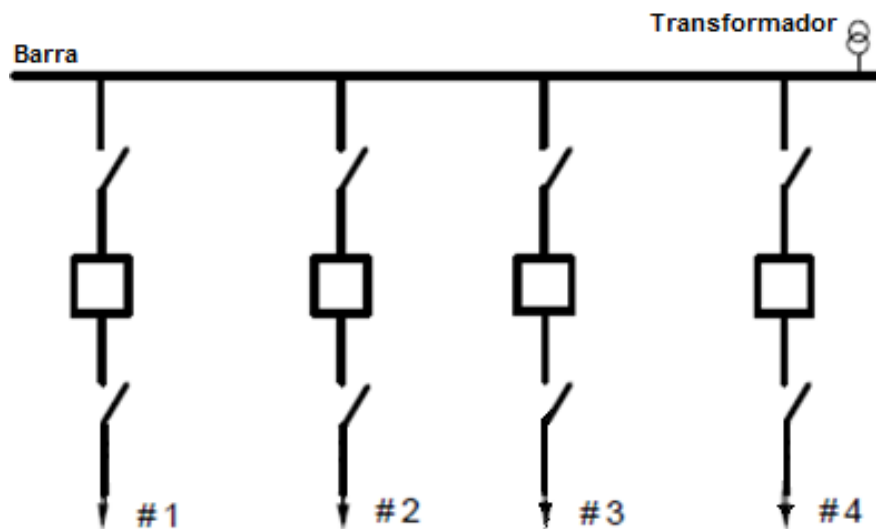
1.1.3. Esquemas eléctricos de subestaciones

Existen diferentes configuraciones dependiendo de la cantidad de interruptores y barras usadas para su funcionamiento.

1.1.3.1. Interruptor sencillo – barra simple

Dispone de un interruptor y dos seccionadores por circuito. Con falla en la barra se pierden todos los circuitos al despejar los interruptores la falla. Con falla de interruptor, se pierden todos los circuitos al abrir el resto de interruptores. Para el mantenimiento del interruptor, el circuito afectado queda indisponible.

Figura 4. Esquema de conexión interruptor sencillo – barra simple

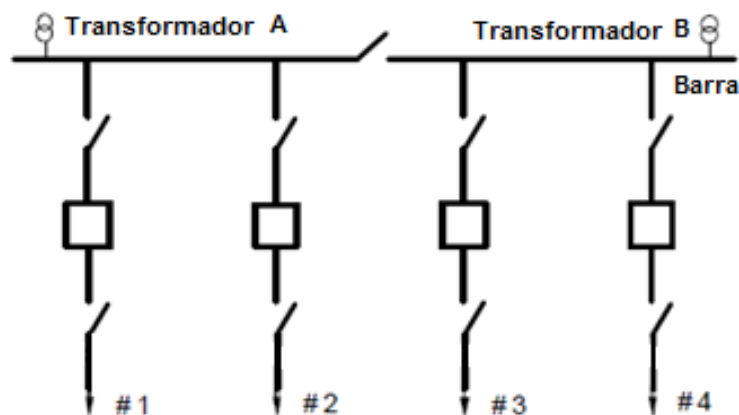


Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

1.1.3.2. Interruptor sencillo – barra partida

Se dispone de un interruptor por circuito y dos seccionadores, más un seccionador de barra. En condición de falla en la barra, tras una interrupción, sólo se pierde media barra. En situación de falla del interruptor, tras una interrupción, sólo se pierde media barra. Para efectuar el mantenimiento del interruptor, el circuito afectado queda indisponible.

Figura 5. Esquema de conexión interruptor sencillo – barra partida

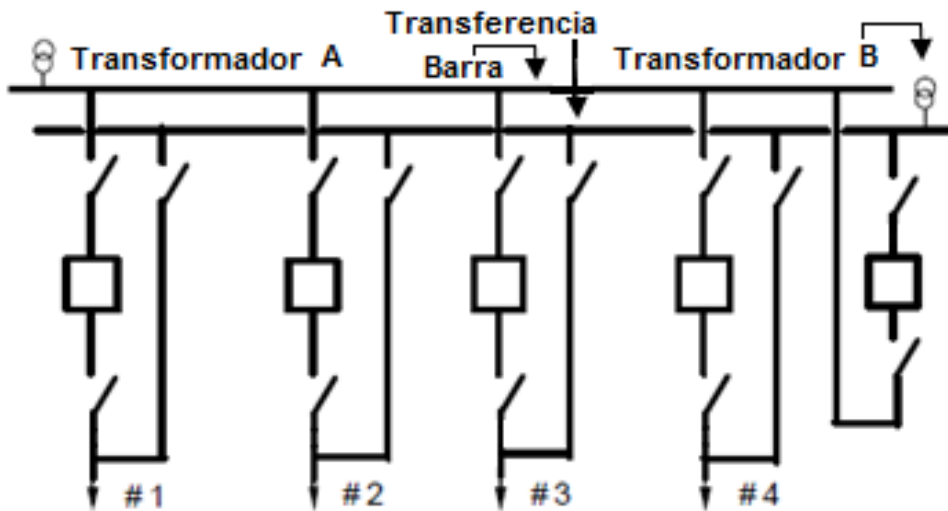


Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

1.1.3.3. Interruptor simple – barra de transferencia

Consta de un interruptor por circuito más uno de transferencia y de tres seccionadores más dos de transferencia. Para una falla en la barra, tras un corte en el servicio, sigue la continuidad. Todos los circuitos quedan protegidos por el interruptor de transferencia. Luego de una falla del interruptor, tras un corte, persiste la continuidad de servicio. En condiciones de mantenimiento al interruptor se asegura la continuidad de servicio.

Figura 6. **Esquema de conexión interruptor simple – barra de transferencia**

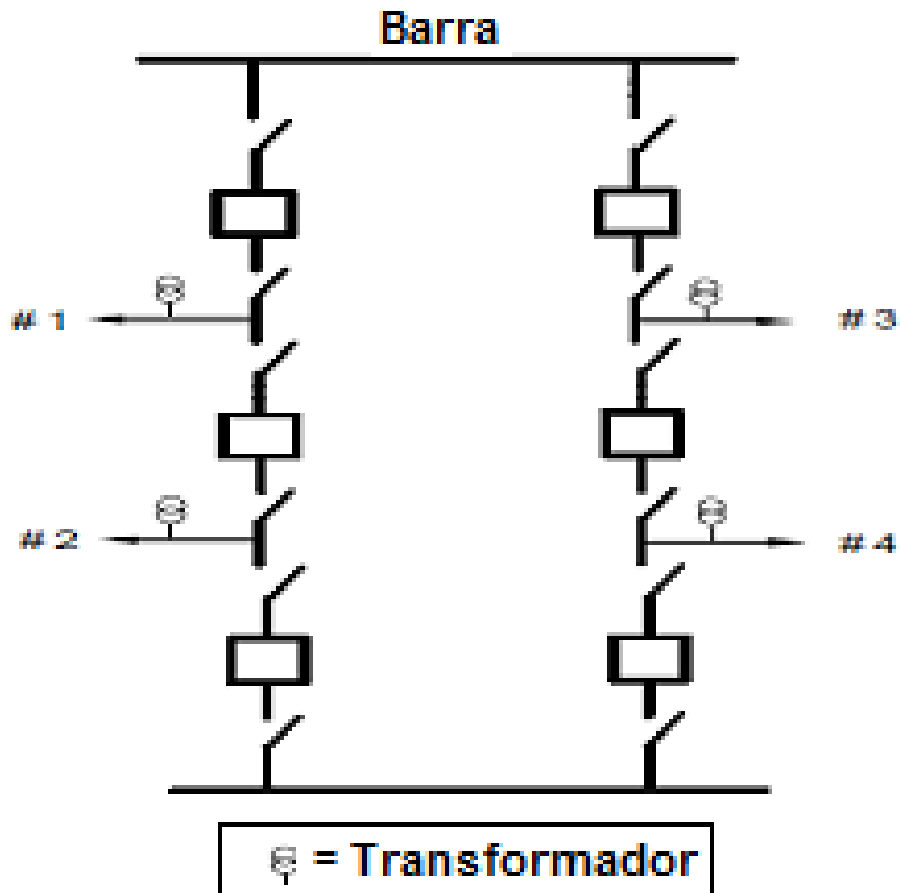


Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

1.1.3.4. **Interruptor y medio**

Cuenta con un interruptor completo, uno compartido (por dos circuitos), y tres seccionadores por circuito. En condiciones de falla en la barra se mantiene la continuidad del servicio. Con una falla del interruptor en la barra también continúa el servicio. Tras presentarse una falla del interruptor central, se pierde un circuito. Para realizar el mantenimiento del interruptor también hay continuidad del servicio.

Figura 7. Esquema de conexión interruptor y medio

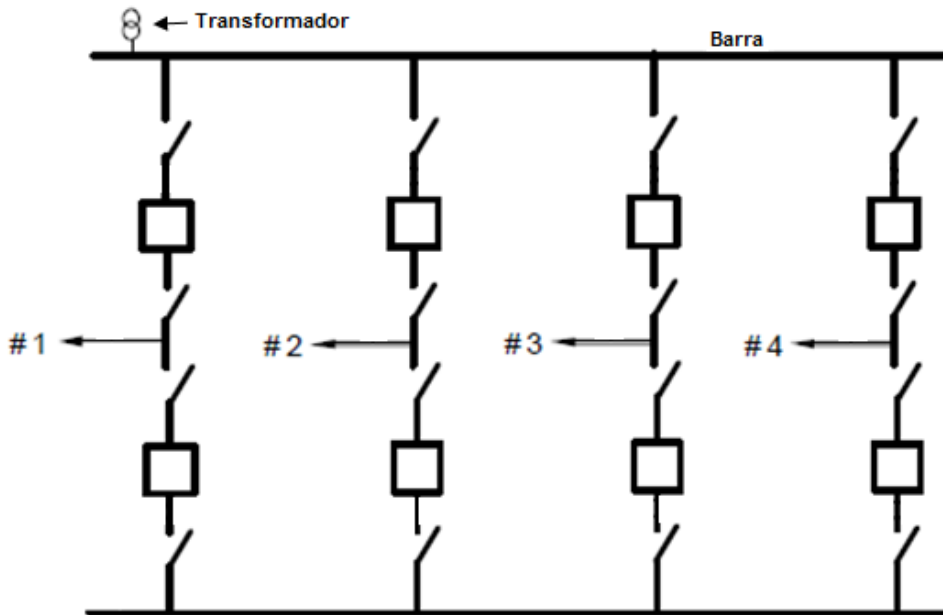


Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

1.1.3.5. Interruptor doble – barra doble

Cuenta con dos interruptores y cuatro seccionadores por circuito. Al presentarse una falla en la barra, o en condición de falla o mantenimiento del interruptor, se mantiene la continuidad del servicio. Además hay flexibilidad de interconexiones.

Figura 8. Esquema de conexión interruptor doble – barra doble



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

1.2. Red de tierras

Está formada por todas las conexiones posibles a tierra que están interconectadas a los sistemas eléctricos. También se refiere a la conexión y puesta a tierra de los equipos y de los elementos metálicos que no conducen corriente eléctrica pero que forman parte de la red eléctrica, como lo son tableros de todos tipos, ductos metálicos, carcasas de motores y estructuras metálicas varias. La puesta a tierra proporciona trayectorias de baja impedancia para el retorno de la corriente de carga o falla a su fuente de energía.

Figura 9. **Conexión a tierra**



Fuente: Subestación Escuintla 1 INDE.

1.2.1. Métodos de medición de la resistividad del terreno

Difieren dependiendo de las necesidades del estudio. Los más sencillos solamente dan una idea de la resistencia del terreno mientras que los complejos son bastante precisos para el diseño.

1.2.1.1. Método de la información geológica y muestras de suelo

Con este método se mide resistencia entre las caras opuestas de una muestra del terreno, aunque no es recomendable como valor concluyente, ya que la resistencia que existe entre la muestra de suelo y el electrodo, está incluida en el valor medido, lo cual afecta el cálculo realizado. Una medición de resistencia usando cuatro terminales es mejor.

Las dos terminales de potencial deben ser pequeñas, con relación a la sección transversal de la muestra de suelo, y situadas a una distancia

suficientemente grande de las dos terminales de corriente, para asegurar una uniforme distribución de la corriente a través de la muestra del terreno. Una distancia igual a la transversal de mayor dimensión, es adecuada para la medición.

1.2.1.2. Método de variación de la profundidad

Llamado método de tres puntos, normado en ANSI/IEEE STD811983, es una prueba de resistencia a tierra llevada a cabo varias veces, cada vez la profundidad a la que se entierra el electrodo de prueba, se incrementa en forma predeterminada. El propósito de esto es forzar más corriente de prueba a través de suelo profundo. El valor de resistencia medido reflejará la variación de la resistividad correspondiente a un aumento de profundidad. El método de la variación de profundidad proporciona información útil acerca de la naturaleza del suelo en las proximidades de la varilla (5 a 10 veces la longitud de la varilla).

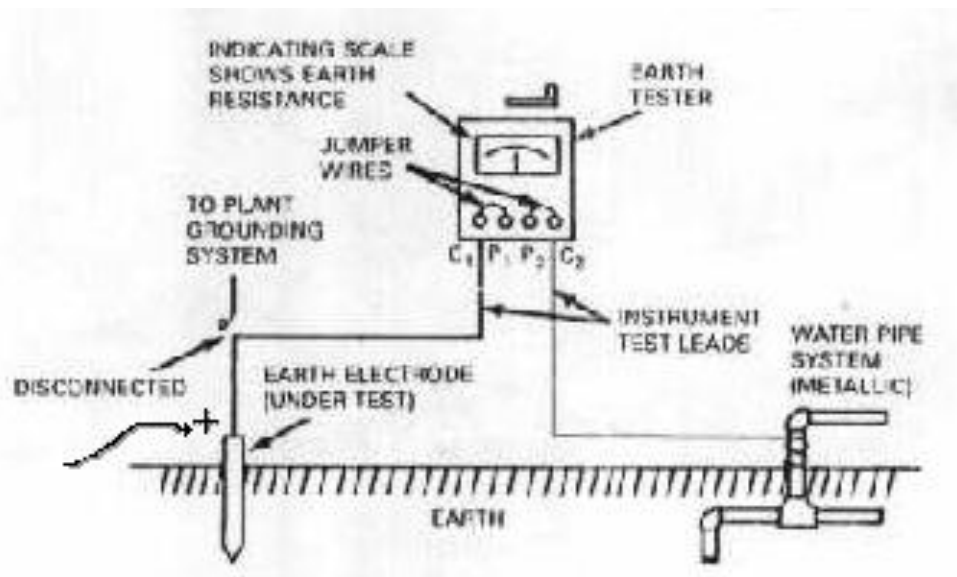
1.2.1.3. Método de los dos puntos

Medidas aproximadas de la resistividad de la tierra se pueden hacer en el campo con el medidor de resistividad del suelo y otros métodos similares de dos puntos. El dispositivo consta de un electrodo de hierro grande (puede ser usada una tubería metálica enterrada en el suelo), y uno pequeño (electrodo bajo prueba), colocado en el otro extremo de la medición.

El terminal positivo de una batería está conectado a través de un miliamperímetro al electrodo más pequeño y el terminal negativo al otro electrodo. Este instrumento puede ser calibrado para leer directamente en ohmio-centímetro, a la tensión nominal de la batería. Este tipo de dispositivo es

fácil de transportar, y con él se pueden hacer una serie de mediciones en pequeños volúmenes de terreno por conducción de los electrodos en el suelo.

Figura 10. **Conexión en método de dos puntos**



Fuente: <http://www.reocities.com/CollegePark/Den/1108/tierras/pe50medida.html>.

Consulta: 21 de mayo de 2012.

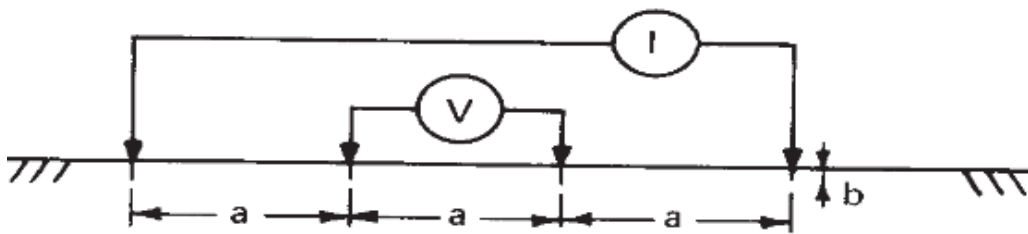
1.2.1.4. **Método de los cuatro puntos**

Es el método más exacto en la práctica. Pequeños electrodos están enterrados en cuatro agujeros en la tierra, a la profundidad B que por lo general es 0.15 metros y espaciados, en una línea recta a intervalos $A=20B$, comúnmente 3 metros. Una corriente conocida de prueba I que pasa entre los dos electrodos exteriores y el potencial V entre los dos electrodos internos se mide con un voltímetro de alta impedancia. Entonces V / I da la resistencia R en ohmios. Dos variaciones diferentes del método de cuatro puntos se utilizan:

- Igualmente espaciados o Arreglo Wenner

Con esta disposición, los electrodos están igualmente espaciados como se muestra en la figura de abajo.

Figura 11. **Conexión en arreglo Wenner**



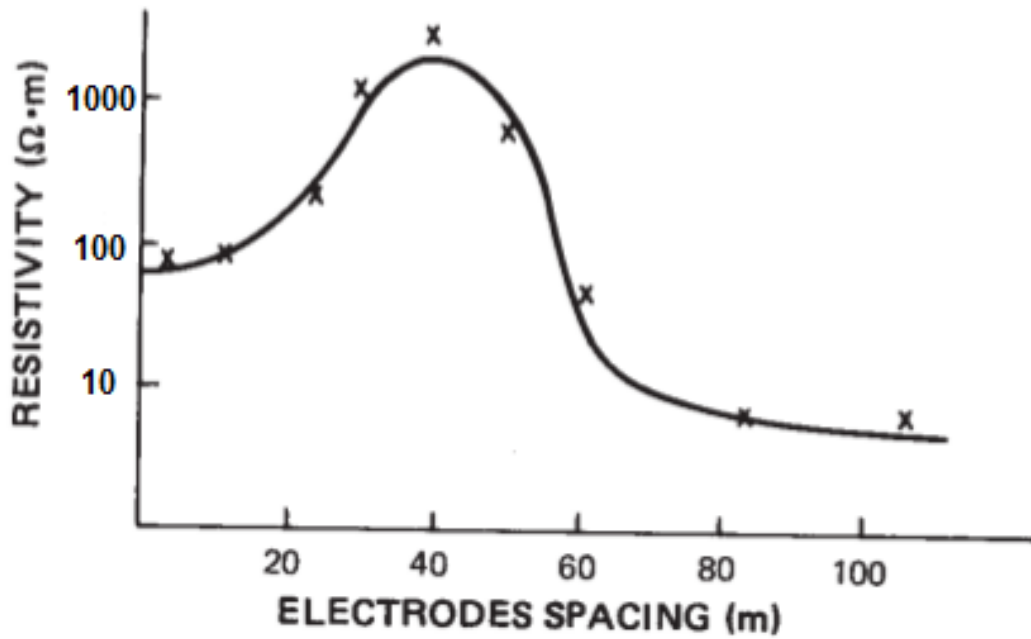
Fuente:IEEE. Guide for safety in AC substation grounding.p. 60.

Sea a la distancia entre dos electrodos adyacentes. Entonces, la resistividad ρ en los términos de la unidad de longitud en la que a y b se miden es:

$$\rho = \frac{4\pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}}$$

Esto no se aplica a las barras de tierra a profundidad b , sino que se aplica sólo a pequeños electrodos enterrados a profundidad b , con aislamiento de cables de conexión. Sin embargo, en la práctica, cuatro varillas se colocan generalmente en una línea recta a intervalos a , a una profundidad que no exceda de $0.1a$. Suponiendo $b = 0$, la fórmula se convierte en: $\rho = 2\pi a R$, y da aproximadamente la media de la resistividad de la tierra a la profundidad a .

Figura 12. Curva de resistividad típica

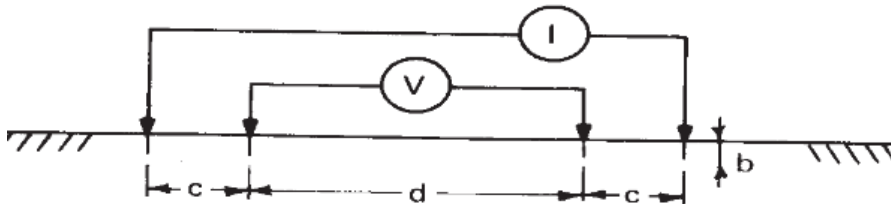


Fuente:IEEE. Guide for safety in AC substation grounding. p. 116.

- Espaciamiento desigual o Arreglo Schlumberger-Palmer

Una deficiencia con el método Wenner es la rápida disminución de la magnitud de potencial entre los dos electrodos internos cuando su separación se incrementa a valores relativamente grandes. Frecuentemente, los instrumentos comerciales no son adecuados para la medición de potencial bajo tales valores. Con el fin de ser capaz de medir resistividades con separaciones grandes entre los electrodos de corriente la disposición que se muestra en la figura 13 se puede utilizar con éxito.

Figura 13. **Conexión en arreglo Schlumberger-Palmer**



Fuente:IEEE. Guide for safety in AC substation grounding. p. 63.

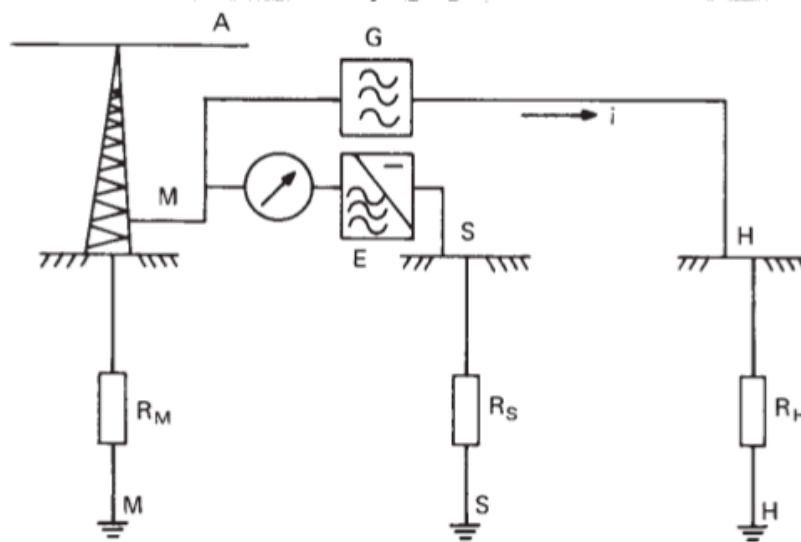
Las sondas potenciales son llevadas más cerca de los correspondientes electrodos de corriente. Esto aumenta el valor potencial medido. Si la profundidad de enterramiento de los electrodos b es pequeña en comparación con su separación d y c , entonces la medida de resistividad se puede calcular con:

$$\rho = \pi c (c + d) R / d$$

1.2.2. **Medición en alta frecuencia de resistencia a tierra**

Está destinada a medir la resistencia a tierra de torres de líneas de transmisión con cables estáticos (aislados o no). El peligro se evita realizando el trabajo lejos de conductores energizados. El medidor de alta frecuencia está totalmente transistorizado. Una batería de níquel-cadmio se utiliza como fuente de alimentación. El generador es un auto-oscilador de potencia excitado a 25 kHz. El bucle de corriente i fluye a través del electrodo de corriente H y la tierra de la torre M . El receptor de alta frecuencia compara el voltaje medido con un voltaje de referencia interno. Hay que tener en cuenta que este medidor utiliza el método de caída de potencial (el efecto del cable estático se elimina mediante el uso de alta frecuencia y circuitos neutralizantes).

Figura 14. Esquema de medidor de alta frecuencia



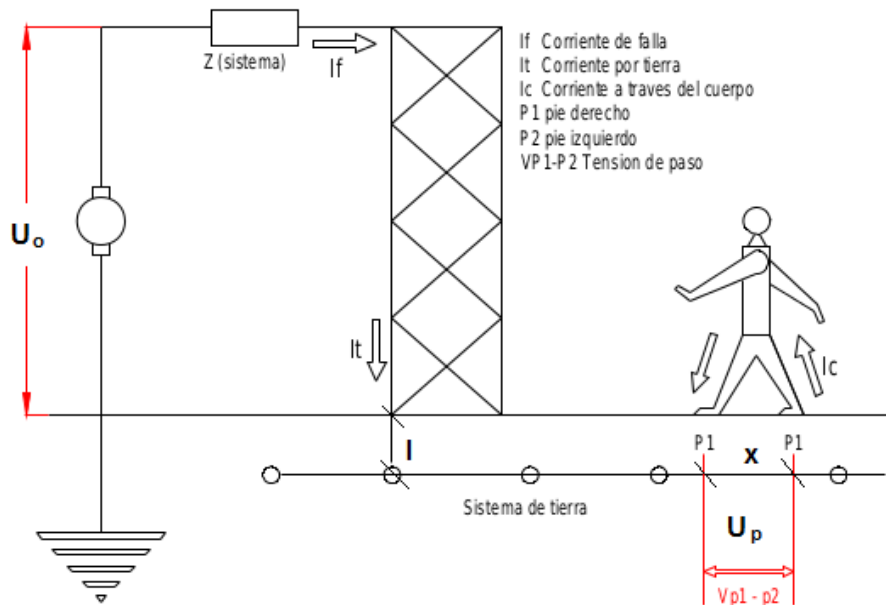
Fuente: ROJAS, Gregor. Manual de sistemas de puesta a tierra. p. 12.

1.2.3. Tensión de paso

Es la diferencia de potencial entre dos puntos de la superficie del terreno, separados por una distancia de un metro, en la dirección del gradiente de potencial máximo.

El gradiente de potencial en una región coincide con el valor más elevado que puede alcanzar una tensión de paso, que adquiere sus valores más elevados en las proximidades inmediatas de los electrodos de tierra. La tensión de paso U_p es una fracción de la tensión de puesta a tierra U_o . Deberá considerarse que cuando las dimensiones de la toma de tierra son pequeñas, respecto a su distancia x del lugar considerado, el gradiente de tensión en ese lugar no depende más que de x y de I .

Figura 15. Representación de tensión de paso



Fuente: ROJAS, Gregor. Manual de sistemas de puesta a tierra. p. 15.

El voltaje de paso soportable por el cuerpo humano es calculado con la siguiente ecuación:

$$E_{pt} = \frac{116 + 0.7\rho_s}{\sqrt{t}}$$

Donde:

E_{pt} = Voltaje de paso tolerable para el cuerpo humano

t = Duración máxima de la falla

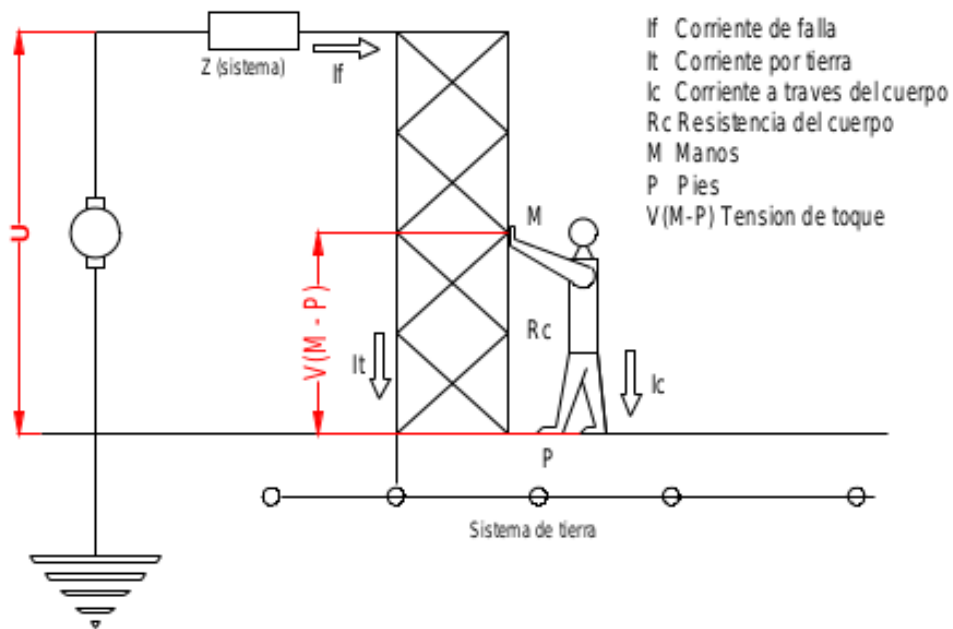
ρ_s = Resistividad en la superficie del terreno

Para las tensiones de paso no es necesario definir valores admisibles, ya que los valores admisibles de las tensiones de paso aplicadas son mayores que los valores admisibles en las tensiones de contacto aplicadas.

1.2.4. Tensión de contacto

Es la diferencia de potencial entre una estructura metálica puesta a tierra y un punto de la superficie del terreno a una distancia igual a la distancia horizontal máxima que pueda alcanzar una persona, o sea, aproximadamente un metro.

Figura 16. Representación de tensión de contacto



Fuente: ROJAS, Gregor. Manual de sistemas de puesta a tierra. p. 16.

El establecimiento de los límites a partir de los cuales la corriente eléctrica resulta peligrosa. Puede dar idea de ello las dispersiones que aparecen en la

determinación del umbral de sensibilidad sobre el paso de la corriente eléctrica, definido como el valor de la intensidad mínima que percibe una persona al hacer circular una corriente de mano a mano.

Tabla I. **Representación de los efectos fisiológicos de la corriente eléctrica en el ser humano**

INTENSIDAD	EFECTOS FISIOLÓGICOS
1 a 3 mA	Prácticamente imperceptibles. No hay riesgo
De 5 a 10 mA	Contracciones involuntarias de músculos y pequeñas alteraciones del sistema nervioso
De 10 a 15 mA	Principio de tetanización muscular, contracciones violentas e incluso permanentes de las extremidades
De 15 a 30 mA	Contracciones violentas e incluso permanentes de la caja torácica. Alteración del ritmo cardíaco
Mayor de 30 mA	Fibrilación ventricular cardíaca

Fuente: GEIICO S.A. Puesta a tierra, p. 18.

En cuanto a los valores máximos admisibles de corriente, para tiempos inferiores a 150 milisegundos, no hay riesgo, siempre que la intensidad no supere los 300 mA. Para tiempos superiores a 150 milisegundos no hay riesgo, siempre que la intensidad no supere los 30 mA.

El voltaje de contacto soportable por el cuerpo humano es calculado con la siguiente ecuación:

$$E_{ct} = \frac{116 + 0.17 \rho_s}{\sqrt{t}}$$

Donde:

E_{ct} = Voltaje de contacto tolerable para el cuerpo humano

t = Duración máxima de la falla

ρ_s = Resistividad en la superficie del terreno

Tabla II. Referencia de valores admisibles de tensión de contacto

Tiempo de despeje de la falla	Máxima tensión de contacto admisible IEC	Máxima tensión de contacto IEEE 50 kg
Mayor a dos seg.	50 voltios	82 voltios
Un segundo	55 voltios	116 voltios
700 milisegundos	70 voltios	138 voltios
500 milisegundos	80 voltios	164 voltios
400 milisegundos	130 voltios	183 voltios
300 milisegundos	200 voltios	211 voltios
200 milisegundos	270 voltios	259 voltios
150 milisegundos	300 voltios	299 voltios
100 milisegundos	320 voltios	366 voltios
50 milisegundos	345 voltios	518 voltios

Fuente: GEIICO S.A. Puesta a tierra. p. 6.

1.2.5. Recomendaciones sobre medición de puestas a tierra

Una medición satisfactoria se logra con una separación tal que todas las resistencias mutuas son lo suficientemente pequeñas y fuera de los niveles críticos de la curva de caída de potencial.

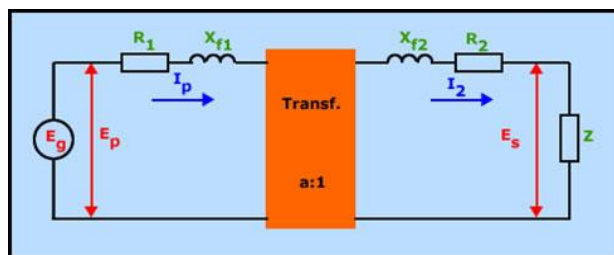
El problema más frecuente encontrado durante las pruebas, es causado por las corrientes parásitas que fluyen en la tierra y por acoplamiento mutuo. Si se utiliza corriente continua, los efectos de la inductancia y la impedancia mutua son eliminados, pero la electrólisis puede ser muy problemática. Esto puede ser

resuelto mediante la inversión de la corriente continua periódicamente. Los efectos de la inductancia y la impedancia mutua son entonces evidentes sólo como transitorios que serán insignificantes, si las constantes de tiempo de los diversos circuitos son suficientemente bajas.

2. TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Es un dispositivo eléctrico que permite aumentar o disminuir la magnitud de la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la potencia, por medio de interacción electromagnética.

Figura 17. **Circuito equivalente de un transformador**



Fuente: <http://www.nichese.com/imped-trans1.html>. Consulta: 3 de abril de 2012.

Figura 18. **Transformador de potencia**



Fuente: Subestación Escuintla 1 INDE.

2.1. Clases de transformadores de potencia

Existen muchas clases de transformadores y difieren en cuando a su uso, instalación, construcción, diseño y medio de aislamiento.

2.1.1. Transformadores secos

Se utilizan en interior para distribución de energía eléctrica en media tensión, en lugares donde los espacios son reducidos y los requerimientos de seguridad en caso de incendio imposibilitan la utilización de transformadores refrigerados en aceite. Son de aplicación en grandes edificios, hospitales, industrias, minería, y centros comerciales, entre otros. Su principal característica es que son refrigerados en aire, con aislamiento clase F, utilizándose resina epóxica como medio de protección de los arrollamientos, siendo innecesario cualquier mantenimiento posterior a la instalación.

2.1.2. Transformadores en aceite

El bajo costo, la elevada rigidez dieléctrica y la posibilidad de recuperación aun después de estar sometidos a requerimientos dieléctricos excesivos, hacen del aceite mineral el material aislante más ampliamente usado en transformadores, razón por la cual este tipo de transformadores se usan ampliamente en las subestaciones de potencia de Guatemala. El aislamiento principal, generalmente presenta barreras de aislamiento sólido alternando con espacios llenos de aceite. El esfuerzo dieléctrico sobre el aceite es del 50 al 100% superior que el esfuerzo sobre el aislamiento sólido, debido a la constante dieléctrica relativamente baja del aceite.

2.1.3. Transformadores aislados en gas (hexafluoruro de azufre)

Los gases de flúor tienen mejor rigidez dieléctrica y mayor capacidad de transferencia de calor que el nitrógeno o el aire. Tanto la rigidez dieléctrica como la capacidad de transferencia de calor aumentan con la densidad y los transformadores a base de SF₆ funcionan por encima de la presión atmosférica, en algunos casos hasta una presión calibrada de 3 atmósferas. El aislamiento de gas está reforzado con aislamiento sólido usado en forma de barreras, aislamientos de capa, aislamiento de espira y aislamiento de terminales. Los requerimientos dieléctricos sobre el gas, son varias veces superiores a lo solicitado sobre el aislamiento sólido, en serie, de la estructura dieléctrica.

2.2. Pruebas eléctricas en transformadores de potencia

Existen pruebas para corriente directa y alterna, siendo las primeras mayormente destructivas que las otras.

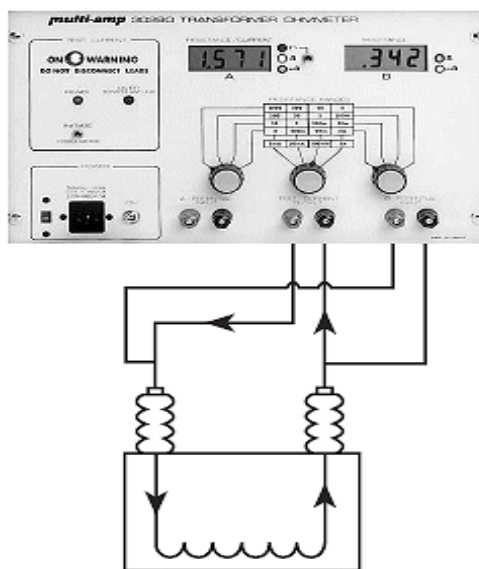
2.2.1. Pruebas en Corriente Directa (DC)

Los esfuerzos eléctricos en corriente continua son considerados menos dañinos que los correspondientes a corriente alterna. Es por eso que el tiempo de aplicación de corriente continua no es tan crítico como en el caso de AC. La prueba puede ejecutarse progresivamente de forma tal que cualquier variación súbita de la corriente de fuga, que pudiera indicar una falla en el aislamiento del equipo, permitiría parar la prueba. También cabe mencionar que la carga residual remanente luego de una prueba en DC puede causar daño al operador y debe ser descargada al finalizar la prueba y el efecto de polarización debe ser considerado.

2.2.1.1. Prueba de resistencia de aislamiento (MEGGER)

Da una idea rápida y confiable de las condiciones del aislamiento total del transformador bajo inspección. La medición de la resistencia de aislamiento, independientemente de ser cuantitativa, también es relativa, ya que el hecho de estar influenciada por aislamientos tales como porcelana, papel, aceite, barnices, etc., la convierte en indicadora de la presencia de humedad y suciedad en esos materiales. La prueba se efectúa con el medidor de resistencia de aislamiento a una tensión mínima de 1 000 voltios, recomendándose realizarla a 2 500 o 5 000 voltios y durante 10 minutos para transformadores de potencia aislados en aceite.

Figura 19. Diagrama de conexión



Fuente: MEGGER. Evaluación de estado de equipo de subestaciones. p. 12.

2.2.2. Pruebas en Corriente Alterna (AC)

Producen esfuerzos eléctricos similares a los existentes bajo condiciones de operación normal del equipo. No queda carga residual luego de efectuar la prueba y el equipo no queda polarizado. Además permite verificar el aislamiento y las propiedades electromagnéticas de los diferentes arrollamientos. Una desventaja es que las pruebas de este tipo pueden llegar a ser destructivas en lo cual se aplica voltaje o corriente hasta que el equipo bajo prueba falle.

2.2.2.1. Prueba de factor de potencia

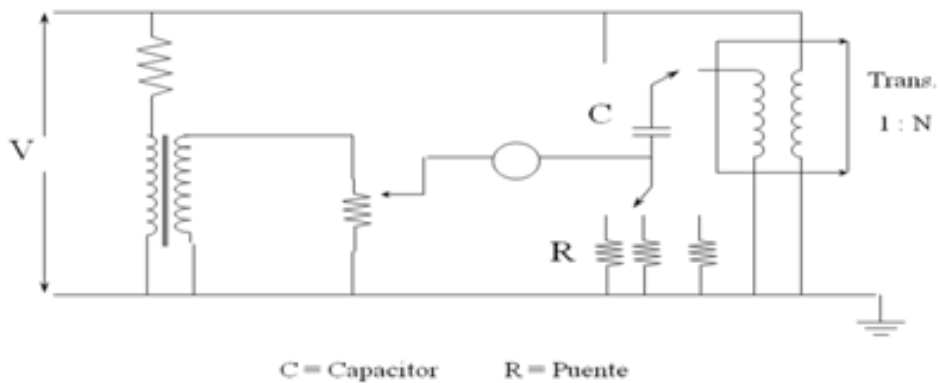
Es otra manera de evaluar y juzgar las condiciones del aislamiento de los devanados de transformadores, autotransformadores y reactores, es recomendado para detectar humedad y suciedad en los mismos. Los equipos que se utilizan para realizar la prueba, cumplen la Norma IEC60270 en cuanto al método de detección, y con respecto a medida simultanea de valores medios y eficaces las Normas IEC76 e IEEE57. Como el factor de potencia aumenta directamente con la temperatura del transformador, se deben referir los resultados a una temperatura base de 20 °C, para fines de comparación.

2.2.2.2. Prueba de Relación de Transformación (TTR)

La relación de transformación es el número de espiras del devanado de alta tensión contra el número de espiras del devanado de baja tensión. Para los transformadores que tienen cambiador de *taps*, se basa en la comparación entre el voltaje nominal de referencia del devanado respectivo contra el voltaje de operación o porcentaje de voltaje nominal al cual está referido. La relación de transformación de éstos transformadores se determina para todos los *taps*.

Cabe mencionar entre sus ventajas que ayuda para detección de cortos de vuelta a vuelta en el devanado, para detección de devanados abiertos, y además es un método complementario al método tradicional a bajo voltaje. La tolerancia para la relación de transformación, medida cuando el transformador está sin carga, debe ser de $\pm 0.5\%$ en todas sus derivaciones.

Figura 20. **Circuito de prueba para medición de relación**

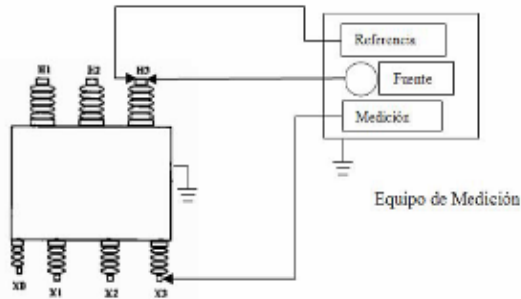


Fuente: DOBLE. Entrenamiento M4000 CNFL. p. 6.

2.2.2.3. Prueba de análisis de respuesta por barrido de frecuencia

Un transformador está diseñado para soportar ciertos esfuerzos mecánicos, a pesar de ello, esos esfuerzos pueden excederse muy fácilmente durante el transporte o cuando se da un corto circuito en un punto cerca del transformador. La resistencia mecánica del transformador se debilita a medida que este envejece y demuestra menor capacidad para soportar el estrés mecánico, mayor riesgo de problemas mecánicos y con el aislamiento.

Figura 21. **Configuración de tres cables para la medición (SFRA)**



Fuente: OCÓN, Rodrigo. Análisis de Respuesta en Frecuencia en Transformadores. p. 17.

El método FRA, es el ensayo más efectivo a la hora de detectar movimientos de embobinados. Esta técnica es ampliamente utilizada ya que tiene una alta sensibilidad, y está basada en el concepto de que un cambio en el embobinado, debido a una deformación o desplazamiento, provoca un cambio en las capacidades e inductancias del transformador.

2.2.2.3.1. Propósito de la prueba SFRA

Es una buena herramienta para evaluar la condición mecánica del transformador, en la detección de movimientos de embobinados, pérdidas de sujeción de apriete y movimientos de discos o espiras. El propósito principal de la técnica SFRA en transformadores de potencia, es detectar las deformaciones de los arrollamientos causadas por fuerzas electromagnéticas debidas a sobrecorrientes ocurridas durante una falla, ya sea un error de sincronización del transformador a la red o un cortocircuito.

La prueba de SFRA también detecta otro tipo de fallas, como malas puestas a tierra del núcleo, o núcleo flotante, u otros problemas que pueden

ocasionar cambios en la distribución de la capacidad e inductancia del transformador.

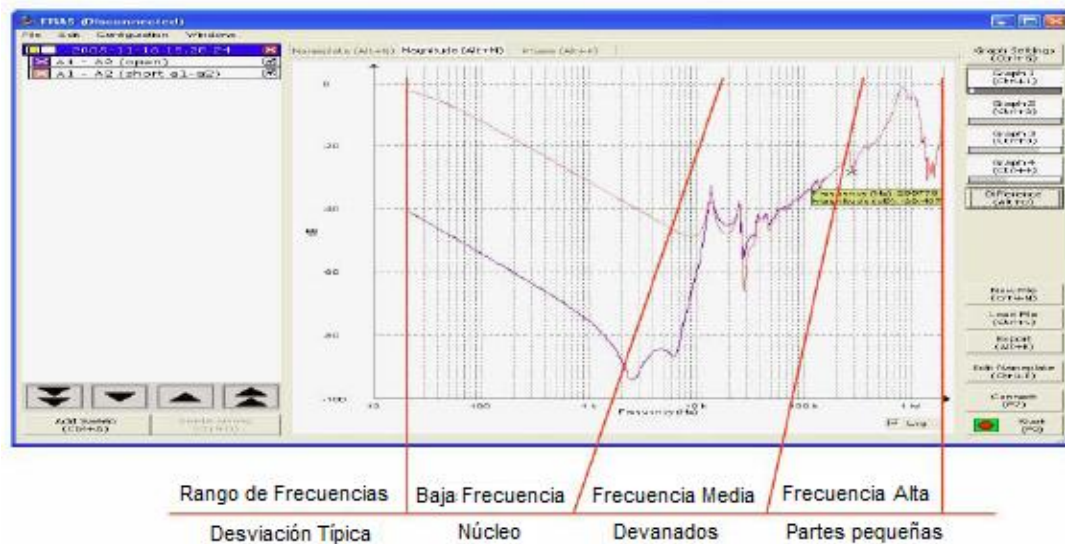
2.2.2.3.2. Lineamientos para interpretación de gráficas de SFRA

Las curvas cambian de forma y se ven distorsionadas en el rango de las bajas frecuencias (abajo de 5 kHz) si hay algún problema con el núcleo y en las altas frecuencias (arriba de 10 kHz si hay problemas en el embobinado). Cambios menores de 3 dB comparados con la línea de base se pueden considerar normales y dentro de la tolerancia. De 5 Hz a 2 kHz cambios de +/- 3 dB o más pueden indicar un embobinado abierto o cortocircuitado, magnetismo residual o movimientos del núcleo.

De 50 Hz a 20 kHz cambios de +/- 3 dB o más puede indicar movimiento masivos de un embobinado respecto al otro. De 500 Hz a 2 MHz cambios de +/- 3 dB o más puede indicar deformaciones dentro de un embobinado. De 25 Hz a 10 MHz cambios de +/- 3 dB o más puede indicar problemas con las conexiones de los embobinados y/o del conexionado del cableado.

En general se puede concluir que las bajas frecuencias corresponden a la región del núcleo, las frecuencias medias corresponden a los embobinados y las altas frecuencias a las partes pequeñas. Otra conclusión es que diferencias de atenuación menores a 3 dB son normalmente debido a causas poco relevantes y no a una indicación de daño serio.

Figura 22. Visualización de prueba SFRA por partes



Fuente: CHEDID, Sergio. Análisis de respuesta en frecuencia (FRA) para evaluación de desplazamientos y deformaciones de devanados en transformadores de potencia. p. 10.

2.2.2.3.3. Estandarización de la medida

La medida SFRA debe ser repetible y reproducible, ya que es una medida muy sensible, la cual se ve afectada mucho, ante cualquier mínimo cambio. El primer ensayo realizado al transformador debe ser en fábrica, y si no, al menos cuando esté ubicado el transformador en la posición de la subestación, lo cual constituirá una medida base. Una buena medida base o histórica puede ser fundamental a la hora de realizar un diagnóstico confiable y preciso.

2.2.2.3.4. Circuito equivalente del transformador a alta frecuencia

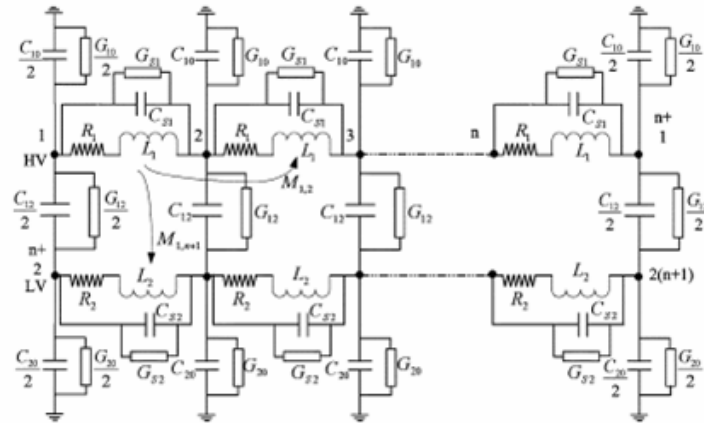
El circuito equivalente de un transformador a baja frecuencia está formado por resistencias, que representan la resistencia de los embobinados y las pérdidas en el hierro e inductancias que representan el flujo común y el flujo de dispersión.

En alta frecuencia existen capacitancias parásitas siempre que se tienen dos elementos metálicos a diferente potencial. En un transformador cabe distinguir las capacitancias entre embobinados y tierra; entre un embobinado y el otro, u otros, si son más; y capacitancias entre espiras de un arrollamiento. Para estudiar el transformador a alta frecuencia, no es posible utilizar un circuito de parámetros concentrados y hay que utilizar un circuito de parámetros distribuidos, como el que se muestra en la figura 23, ya que las capacitancias a tierra proveen de caminos de baja impedancia para la corriente.

2.2.2.4. Prueba de corriente de excitación

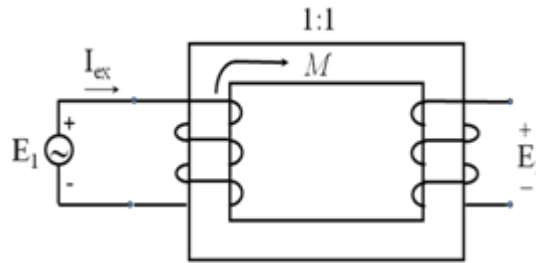
Efectiva en la detección de defectos de fabricación del equipo, corto circuito en aislamiento entre espiras y problemas en el cambiador de carga así como aterrizamiento anormal del núcleo. Al realizarse con el secundario abierto la corriente circulando por el primario debe de ser suficiente para excitar el núcleo, (ver figura 24).

Figura 23. **Circuito equivalente del transformador a alta frecuencia**



Fuente: SWEETSER, Charles. *Sweep frequency response analysis transformer applications*. p. 16.

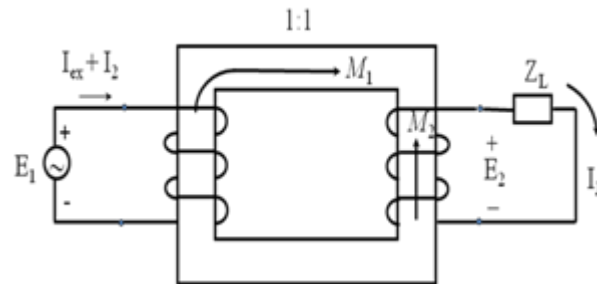
Figura 24. **Representación de corriente de excitación en vacío**



Fuente: DOBLE. *Transformadores, técnica de prueba doble*. p. 17.

Al realizarse con carga en el secundario La corriente circulando por el primario aumentará el valor proporcionalmente a la corriente de carga circulando por el secundario.

Figura 25. **Representación de corriente de excitación con carga**



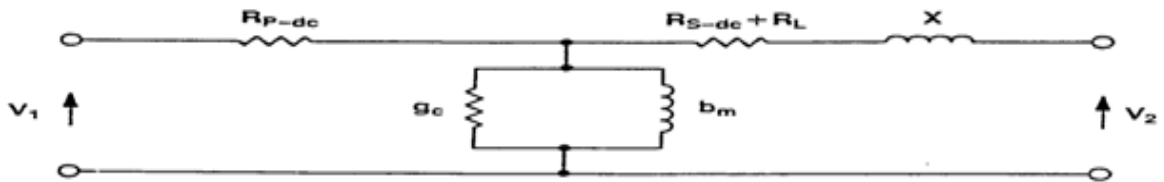
Fuente: DOBLE. Transformadores, técnica de prueba doble. p. 18.

Se puede detectar una falla de aislamiento entre las espiras con esta prueba ya que la corriente circulante por el primario aumentará su valor proporcionalmente al valor de la corriente que circula entre las espiras cortocircuitadas. Así también pueden detectarse fallas entre espiras y tierra con la prueba de corriente de excitación, dado que con el neutro del secundario y la falla a tierra, el valor de la corriente circulando en el primario aumentará proporcionalmente al valor de la corriente circulando por el secundario y las dos referenciadas a tierra.

2.2.2.5. Prueba de reactancia de dispersión

Es una prueba complementaria a la corriente de excitación para detectar deformaciones de los devanados ya que está influenciada por la reluctancia en el canal de dispersión (a diferencia de la prueba de corriente de excitación influenciada por la reluctancia en el núcleo) y puede detectar deformación de los devanados debido a golpes recibidos por el transformador durante su transporte, o fallas a través del transformador.

Figura 26. **Esquema de reactancia de dispersión**



Fuente: DOBLE. Transformadores, técnica de prueba doble. p. 31.

El transformador puede sufrir deformaciones de los devanados y permanecer en servicio con sus devanados parcialmente deformados. Sin embargo la confiabilidad del transformador se ve reducida por ello dado que muchas fallas de los transformadores se inician como problemas mecánicos y eventualmente ocurren por razones eléctricas. La corriente extremadamente alta durante la condición de falla, es la mayor fuente de desplazamientos mecánicos y en consecuencia la de fallas de los transformadores. En resumen, las deformaciones de los devanados pueden afectar la trayectoria del flujo de dispersión, las cuales a su vez puedan dar como resultado un cambio en la reactancia de dispersión medida.

2.3. **Pruebas fisicoquímicas en el aceite aislante**

Tienen como objetivo diagnosticar la condición del aislamiento del transformador en cuanto a la presencia de agua y productos de oxidación en el mismo. Con el fin de preservar el aislamiento del transformador del agua y de los productos de oxidación, se recomienda programar el mantenimiento del transformador de acuerdo al estado de degradación del aceite. Si el transformador se encuentra en estado crítico por falta de mantenimiento, se debe de evaluar el costo del mantenimiento y la vida útil restante del transformador.

Figura 27. **Toma de muestra de aceite de un transformador de potencia**



Fuente: Subestación Escuintla 1INDE.

2.3.1. Rigidez dieléctrica

Esta prueba representa la magnitud de voltaje en el cual el fluido dieléctrico llega a ser un conductor. Se reporta en kilo voltios (KV). La presencia de contaminantes, incluyendo los productos de la oxidación reduce la rigidez dieléctrica.

2.3.2. Humedad

La presencia de humedad es una de las causas desfavorables más comunes que afectan el aceite dieléctrico. El agua se reporta en partes por millón (ppm). El análisis se realiza usando colorimetría. Exceso de humedad puede causar severos problemas con el transcurso del tiempo. Afecta tanto al aceite como al aislante de papel. La humedad puede ser removida por filtración o métodos de vacío y calor.

Figura 28. **Dispositivo Transport X para medición de contenido de agua en el aceite**



Fuente: ETCEE INDE.

2.3.3. Número de acidez

Se da a causa del resultado de la oxidación del aceite. Se reporta en miligramos de hidróxido de potasio por gramo de fluido. El medir la acidez permite monitorear el proceso de oxidación. Entre más alto sea el valor, mayor es la oxidación y más cerca se está de la sedimentación.

2.3.4. Tensión interfacial

Mide la presencia de contaminantes polares. Se reporta en dinas por centímetro. Para fluidos en servicio, una baja en esta lectura indica un aumento en la concentración de contaminantes, incluyendo el proceso de la oxidación.

2.3.5. Inhibidor de oxidación

La presencia de inhibidores de la oxidación puede reducir la velocidad a la cual el aceite se oxida. Estos componentes pueden ser agregados al aceite y así reaccionan con el oxígeno. Si el contenido de inhibidor desciende rápidamente puede ser indicativo de la existencia de puntos calientes dentro del transformador. La concentración es medida y se reporta en porcentaje.

2.3.6. Factor de potencia

Es una medida de la pérdida de la capacidad dieléctrica del aceite, debido a disipación de calor en un campo eléctrico. Un bajo factor de potencia indica pérdida en el dieléctrico. Esta prueba en conjunto con otras es muy útil para determinar la calidad global del aceite.

2.4. Comparación de resultados

En general existen diferentes tipos de comparaciones concluyentes, aplicadas a transformadores de potencia, de las que se enuncian cuatro.

2.4.1. Comparaciones basadas en el tiempo

Estas son pruebas realizadas sobre el mismo transformador a lo largo del tiempo y sus características más relevantes son que el ensayo es más confiable y que las desviaciones entre curvas son fáciles de detectar.

2.4.2. Comparaciones basadas en el tipo

Son pruebas realizadas en transformadores con el mismo diseño y cabe mencionar que requieren conocimientos detallados sobre las versiones del equipo y el objeto mismo a ensayar. Además las desviaciones pequeñas no son necesariamente indicación de problemas.

2.4.3. Comparaciones basadas en el diseño

Son realizadas en embobinados y *bushings* de diseño idéntico y al igual que las comparaciones anteriores resalta que requieren conocimientos específicos sobre las versiones del equipo y el objeto mismo a ensayar, así como hacer notar que las desviaciones pequeñas no son necesariamente indicación de problemas.

2.4.4. Comparación del análisis de respuesta por impulso de frecuencia contra el SFRA

En el Impulso FRA se inyecta una señal de impulso y se mide la respuesta. Se convierte el dominio en el tiempo en dominio de la frecuencia usando la transformada de Fourier. Existe una baja resolución, en bajas frecuencias.

En el Barrido FRA se inyecta una única señal de frecuencia. Luego se mide la respuesta de la misma frecuencia. No hay conversión de dominio y existe una alta resolución en el espectro de frecuencias usadas.

2.5. Fallas en el transformador de potencia

Se indican con detalle las posibles fallas originadas en el cambiador de *taps* de los transformadores de potencia por ser una falla generalizada en este tipo de dispositivos primarios.

2.5.1. Cambiador de *taps*

Se muestra la estructura de un cambiador de *taps* para tener una mejor idea de su funcionamiento dentro del transformador. En la figura siguiente se muestran dos tipos distintos.

Figura 29. **Aspecto de un cambiador de *taps***



Fuente: ABB. Cambiadores de tomas en carga, tipos UC y VUC, guía técnica. p. 8.

2.5.2. Fallas en el Cambiador de *Taps*(OLTC)

Un cambiador de tomas en carga (OLTC, en inglés On-Load TapChanger, o CBC Cambiador Bajo Carga en español) es la única parte con movimiento en

un transformador. Su función es realizar la operación de cambio de una toma del arrollamiento de regulación a otra, permitiendo regular la tensión de salida del transformador a los niveles requeridos sin la interrupción de la corriente de carga. La mayoría de las fallas en cambiadores de *taps* se manifiestan generando calor. Midiendo la diferencia de temperatura entre la cuba principal y el compartimento del cambiador de *taps*, es posible detectar defectos en el mismo.

En condiciones normales la temperatura de la cuba es un poco mayor que la del cambiador de tomas en carga, mientras que en condiciones de falla la temperatura del cambiador de tomas en carga puede ser superior a la de la cuba. Para interpretar las diferencias de temperatura es necesario disponer de más datos, tales como: número de toma en la que se encuentra trabajando el transformador, grado de carga del mismo, número de cambios de toma en la última hora de funcionamiento, etc.

2.5.2.1. Desgaste en piezas del ruptor

El desgaste en esta parte del CBC depende en gran manera del tipo de cambiador de *taps*, así como el número de conmutaciones que se hayan dado durante la vida útil del dispositivo.

Tabla III. **Cantidad de operaciones para un cambiador de taps MR Reinhausen según modelo de dispositivo utilizado**

Cambiador	Intensidad nominal del transformador	Número de conmutaciones	
		sin equipo de filtrado de MR	con equipo de filtrado de MR
V III 200 Y, V III 200 D, V I 200 V III 250 Y, V III 250 D	hasta 100 A hasta 250 A	100 000 70 000	150 000 140 000
V III 350 Y, V III 350 D, V I 350 V III 400 Y, V III 400 D	hasta 200 A hasta 400 A	100 000 70 000	150 000 140 000
V III 500 Y, V III 500 D	hasta 350 A hasta 500 A	100 000 70 000	150 000 140 000
V I 700	hasta 350 A hasta 700 A	100 000 70 000	150 000 140 000

Fuente: MR, Reinhausen. Cambiador de tomas bajo carga OILTAP instrucciones de servicio BA037. p. 36.

2.5.2.2. **Desgaste o erosión de los contactos**

Se da diferencia en el desgaste entre contactos de arcos individuales haciendo que no sea igual la erosión en el material, entre uno y otro contacto. Los factores de influencia de mayor importancia son los datos de aplicación del CBC como la tensión de escalón y corriente máxima, así como la carga bajo la cual está trabajando el transformador cuando el CBC es operado. La degradación gradual está asociada con el desgaste de contactos y el depósito o acumulación de partículas de carbón. La degradación gradual de los contactos es un fenómeno irreversible directamente relacionado con: corriente de carga, valor de la corriente circulante durante cada cambio de una toma a otra, número de operaciones del cambiador de tomas y tiempo de operación del transformador en cada una de las tomas desde el último mantenimiento.

Desprendimiento o arranque del material del contacto, ya sea de los contactos del selector o del conmutador. También se puede presentar desprendimiento o arranque de material de contacto, debido a arcos eléctricos producidos durante la conmutación o incluso por el desgaste natural de la operación del cambiador.

Figura 30. **Contactos del selector erosionados debido a la acción del arco eléctrico**



Fuente: INDE.

2.5.2.3. Formación de depósitos de carbón

Se forman por energía acumulativa de arcos de conmutación en el compartimento del CBC desde el último cambio de aceite y limpieza dependiendo de la duración del arco, el voltaje del arco, cantidad de arcos soportados y la corriente conmutación compuesta por la corriente de carga y la corriente de circulación. Con el tiempo y el uso se forman depósitos o acumulaciones de partículas de aceite quemado en los contactos del selector o del conmutador, de compuestos de partículas de aceite y plata, u óxido de cobre o sulfuros.

La acumulación de partículas de aceite quemado no provoca directamente el fallo del cambiador, pero forma carbón pirolítico y puntos calientes en lugares donde circula la corriente de carga. La formación de películas finas de carbón incrementa la resistencia de contacto y su temperatura. Un aumento en la temperatura de los contactos provoca un aumento de la resistencia de contacto y un incremento adicional de temperatura, erosión de los contactos, quemado, y generación de gas. La polución del aceite debida al carbón reduce las propiedades dieléctricas del aceite, produciéndose un deterioro de aislamiento.

2.5.2.4. Signos de temperatura excesiva

Es de gran importancia verificar que las barras de cobre no muestren señales de alta temperatura como decoloración o presencia de carbonización. Así mismo puede estar siendo ocasionado por tornillería suelta, la cual no permite un buen contacto entre partes conductoras y aumenta la temperatura del dispositivo. Para los ruptores se recomienda cambiarlos después de un máximo de 800,000 operaciones. El Cambiador de Tomas debería sustituirse a un límite máximo de 4,000,000 de operaciones. Los accionamientos a motor se recomienda cambiarlos luego de un máximo de 4,000,000 de operaciones.

2.5.3. Detección de fallas con SFRA

Una de las fallas más difíciles de detectar en un transformador es el movimiento o deformación de los arrollamientos o embobinados. Este tipo de problemas se debe principalmente a cortocircuitos o pérdidas de apriete de sujeción. Estos acontecimientos pueden derivar en fallas graves del transformador e incluso explosión.

La prueba de Barrido de Frecuencia se realiza para detectar problemas como movimientos del núcleo, deformación de los embobinados, desplazamiento de los embobinados, colapso parcial de los embobinados, *Hoop buckling* o abollamiento, estructuras rotas y espiras en corto o embobinados abiertos.

3. TRANSFORMADORES DE MEDICIÓN

3.1. Definición

Transformador en el cual la corriente o la tensión, y sus correspondientes desfases en el circuito primario, se reflejan con exactitud aceptable en el circuito secundario. Cumplen doble función, la primera de aislamiento para brindar seguridad, y la segunda de adaptación, realizando tareas de normalización en 110 voltios y 5 amperios, reduce consumos, permite conexiones a distancia y conexión múltiple de instrumentos sobre un mismo transformador.

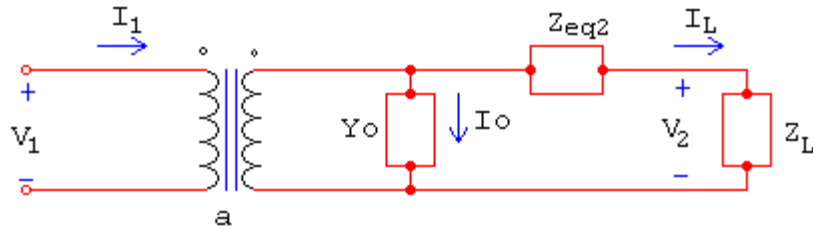
3.2. Tipos de transformadores de medición

Se dividen en transformadores de voltaje, de corriente y combinados. Dependiendo de su construcción, los transformadores de voltaje se fabrican inductivos y capacitivos.

3.2.1. Transformador de potencial (inductivo)

Transductor utilizado para adecuar los niveles de tensión a los alcances de los elementos sensores de tensión y/o aislarlos galvánicamente de la red. Su arrollamiento primario se conecta en paralelo con la carga cuya tensión se desea medir.

Figura 31. Diagrama de un transformador de potencial inductivo



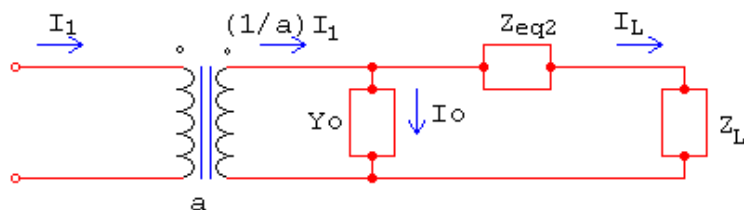
Fuente: <http://patricioconcha.ubb.cl/transformadores/principi2.htm>. Consulta: marzo de 2012.

En la figura anterior se puede ver un esquema de un transformador de potencial inductivo, en donde V_1 e I_1 son el voltaje y la corriente respectivamente en el lado primario, I_0 es la corriente que circula por la admitancia de excitación Y_0 , I_L la corriente que circula hacia la impedancia que representa la carga Z_L en donde se da la caída de voltaje V_2 .

3.2.2. Transformador de corriente

Transductor utilizado para adecuar los niveles de corriente los alcances de los elementos sensores de corriente y/o aislarlos galvánicamente de la red. Su arrollamiento secundario se conecta en serie con la carga cuya corriente se desea medir.

Figura 32. Diagrama de un transformador de corriente



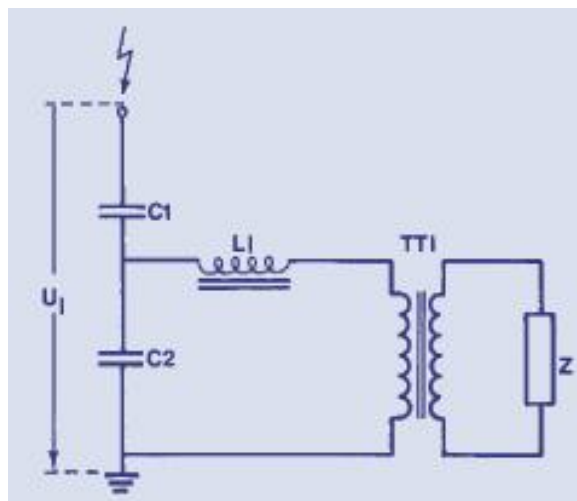
Fuente: <http://patricioconcha.ubb.cl/transformadores/principi2.htm>. Consulta: marzo de 2012.

En la figura anterior se ve un esquema de un transformador de corriente, en donde I_1 es la corriente en el lado primario; a , es la constante de relación de transformación, lo es la corriente que circula por la admitancia de excitación Y_0 , I_L la corriente que circula hacia la impedancia que representa la carga Z_L .

3.2.3. Transformador de Potencial Capacitivo (TPC)

Se componen básicamente de un divisor de tensión capacitivo consistente en varios condensadores conectados en serie, contenidos dentro de aisladores vacíos de porcelana, con el fin de obtener una tensión intermedia. En este punto de acceso a la tensión intermedia del divisor de tensión se conecta un transformador de tensión intermedia, igual que uno inductivo, a través de una inductancia que compensa la reactancia capacitiva del divisor. El transformador puede tener 1, 2 o 3 secundarios de utilización según los casos y modelos.

Figura 33. Diagrama de un Transformador de Potencial Capacitivo (TPC)



Fuente: www.frlp.utn.edu.ar/transformador-potencial-capacitivo.html. Consulta: enero de 2012.

En la figura anterior se puede ver un esquema de un transformador de tensión capacitivo, donde U_1 es la tensión en el lado primario, U_i tensión intermedia, U_2 tensión en el lado secundario, C_1 y C_2 condensadores del divisor de tensión, L_i inductancia de compensación, TT_i transformador de tensión intermedia, y Z la impedancia que representa la carga. Este tipo de transformador se puede utilizar exactamente igual que un transformador de tensión inductivo, con la salvedad de que en este caso se presentan otros factores que afectan a la precisión del mismo, como por ejemplo, variaciones de frecuencia, variaciones de temperatura y estabilidad en el tiempo.

La respuesta de un transformador de tensión capacitivo en régimen transitorio no es tan rápida como la de un transformador inductivo, por lo que no se recomienda su utilización cuando las exigencias de las protecciones sean las de unas respuestas rápidas por parte del transformador de tensión. Sin embargo, aparte de su utilización para medida y protección, los transformadores de tensión permiten utilizar la línea de alta tensión para comunicación y mando a distancia dada su especial capacidad para la sintonización de ondas portadoras de alta frecuencia. Estos transformadores permiten la medición de altas tensiones y la transmisión de ondas portadoras desde 30 a 500 kHz. Trabajan simultáneamente como un transformador de tensión y un capacitor de acoplamiento de onda portadora.

3.2.4. Transformador de medición combinado

Los transformadores combinados de medida son unidades para servicio exterior que contienen en su interior un transformador de intensidad y un transformador de tensión inductivo. Su aplicación es separar del circuito de alta tensión los instrumentos de medida, contadores, relés, así como otros dispositivos y reducir las corrientes y tensiones a valores manejables y

proporcionales a las primarias originales. El transformador de corriente consta de uno o varios núcleos con sus arrollamientos secundarios dentro de una caja metálica que hace de pantalla de baja tensión y sobre la que se coloca el aislamiento de papel - aceite, pantalla de alta tensión y arrollamiento primario.

El conjunto está en la parte superior y los conductores secundarios descienden dentro de un borne condensador aislado con papel - aceite y formado por pantallas distribuidoras del campo. Las partes activas del transformador de corriente están encerradas en una cabeza de aluminio.

El transformador de tensión va colocado en la parte inferior. Los arrollamientos son de diseño anti-resonante lo que proporciona a los aparatos un correcto comportamiento tanto a frecuencia industrial como ante fenómenos transitorios de alta frecuencia. El conjunto está herméticamente sellado con un compensador metálico que absorbe las variaciones de volumen de aceite.

3.3. Pruebas en transformadores de medición

Se realizan pruebas para verificar el estado magnético, en el núcleo y eléctrico, a los embobinados. Así se establece la funcionalidad del dispositivo.

3.3.1. Pruebas realizadas a Transformadores de Corriente (TC)

- Relación de transformación y polaridad
- Error de fase y de magnitud
- Curva de excitación (magnetización)
- Resistencia del devanado
- Carga del secundario

- Continuidad del circuito del TC
- Resistencia de aislamientos
- Medida del factor de potencia y capacitancia

Tabla IV. **Valores mínimos de resistencia de aislamiento**

TENSIÓN ENTRE FASES Kv.	MEGAOHMIOS	TENSIÓN ENTRE FASES Kv.	MEGAOHMIOS
1.2	32	92	2480
2.5	68	115	3100
5	135	138	3720
8.66	230	161	4350
15	410	196	5300
25	670	230	6200
34.5	930	287	7750
69	1860	400	10800

Fuente: Comisión Federal de Electricidad. Transformadores, autotransformadores y reactores de potencia. p. 9.

Tabla V. **Valores para tensiones de prueba en TC tipo tanque serie IMB según Norma IEC 60044-1**

Tipo	Máxima tensión de la red (Um)	Prueba de tensión de CA, 1 minuto humedo/seco	Impulso de descarga 1,2/50 µs	Impulso de funcionamiento 250/2500 µs	Tensión de prueba RIV	Nivel RIV máximo
	kV	kV	kV	kV	kV Máx.	µV
IMB 36	36	70/70	170	-	-	-
IMB 72	72,5	140/140	325	-	-	-
IMB 123	123	230/230	550	-	78	2500
IMB 145	145	275/275	650	-	92	2500
IMB 170	170	325/325	750	-	108	2500
IMB 245	245	460/460	1050	-	156	2500
IMB 300	300	-/460	1050	850	191	2500
IMB 362	362	-/510	1175	950	230	2500
IMB 420	420	-/630	1425	1050	267	2500
IMB 420	420	-/630	1425	1050	267	2500
IMB 550	550	-/680	1550	1175	334	2500
IMB 800	765	-/975	2100	1550	486	2500

Fuente: ABB. Transformadores de medida para exteriores. p. 24.

Tabla VI. **Valores para corriente nominal y de cortocircuito de prueba en TC tipo tanque serie IMB**

Tipo	Espiras primarias	Corriente normal	Corriente con bridas de refrigeración	Corriente con refrigerador	Máxima corriente de cortocircuito 1 seg	Máxima corriente de cortocircuito 3 seg	Máxima corriente dinámica
		A	A	A	kA	kA	Valor de cresta kA
IMB 36-170	1	2400	-	3150	63	40	160
	2	1200	-	1500	40	40	100
	4	300	-	-	31,5	18	80
	8	150	-	-	16	9	40
IMB 245-362	1	1600	2500	3150	63	63	160
	2	720	1200	1200	40	40	100
	4	300	-	-	31,5	18	80
	8	150	-	-	16	9	40
IMB 420-550	1	2500	-	4000	63	40	160
	2	1200	-	1500	40	40	100
IMB 800	1	-	-	4000	63	40	160

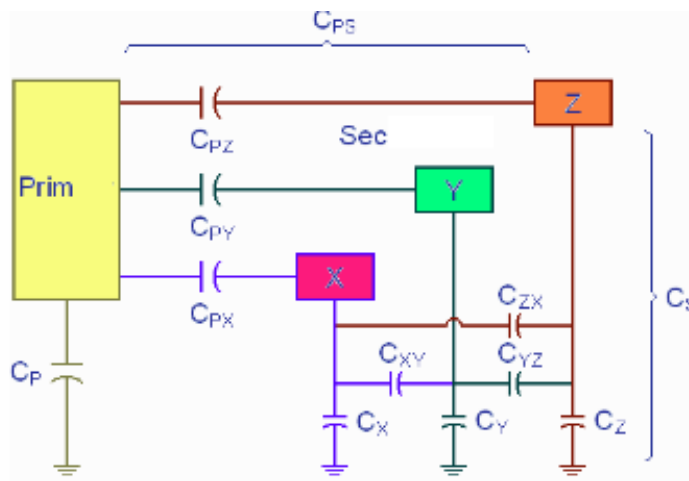
Fuente: ABB. Transformadores de medida para exteriores. p. 25.

Tabla VII. **Valor de corriente nominal mínima en un TC durante una corriente de cortocircuito**

Corriente de Cortocircuito del Sistema de Potencia [kA]	Corriente Nominal mínima del Transformador de Corriente [A]
40	1600 – 2000
31.5	1250 - 1600
25	1000 - 1250
16	600 - 800

Fuente: ABB. Transformadores de medida para exteriores. p. 25.

Figura 34. **Diagrama de Circuito Dieléctrico TC**



Fuente: DOBLE. *Testing current transformers*. p. 10.

Donde:

C_p : aislamiento entre el devanado primario y núcleo/tanque aterrizado

C_{ps}: aislamiento entre devanado primario y secundario

C_s: aislamiento entre devanado secundario y núcleo/tanque aterrizado

3.3.2. Pruebas realizadas a Transformadores de Potencial (TP)

- Relación de transformación y polaridad
- Resistencia de aislamientos
- Error de fase y de magnitud
- Carga del secundario
- Continuidad del circuito del transformador de corriente
- Medida del factor de potencia y capacitancia

Tabla VIII. Valores típicos para tensiones de prueba en TP tipo inductivo serie EMF según Norma IEC 60044-2 (IEC 186)

Tipo	Máxima tensión de la red (Um) kV	1 min humedo/seco kV	LWL 1,2/50 µs kV	Tensión de prueba RIV kV Máx.	Nivel RIV µV
EMF 52	52	95	250	30	125
EMF 72	72.5	140	325	46	125
EMF 84	84	150	380	54	125
EMF 123	123	230	550	78	2500
EMF 145	145	275	650	92	2500
EMF 170	170	325	750	108	2500

Fuente: ABB. Transformadores de medida para exteriores. p. 34.

Tabla IX. **Valores para tensiones de prueba en TP tipo capacitivo según Norma IEC 60186, IEC 60358, IEC 60044-4, IEC 60044-2**

Tipo	Máxima tensión de la red(U _m)	1 min humedo/seco	LIWL 1,2/50 μs	Impulso de funcionamiento 250/2500 μs	Tensión de prueba PD	Nivel PD máx.	Tensión de prueba RIV	Nivel RIV
	kV	kV	kV	kV	kV	pC	kV Máx.	μV
CPA/CPB 72	72.5	140/140	325	-	46	10	-	-
CPA/CPB 123	123	230/230	550	-	78	10	78	2500
CPA/CPB 145	145	275/275	650	-	92	10	92	2500
CPA/CPB 170	170	325/325	750	-	108	10	108	2500
CPA/CPB 245	245	460/460	1050	-	156	10	156	2500
CPA/CPB 300	300	-/460	1050	850	191	10	191	2500
CPA/CPB 362	362	-/510	1175	950	230	10	230	2500
CPA/CPB 420	420	-/630	1425	1050	267	10	267	2500
CPA/CPB 550	525	-/680	1550	1175	350	10	349	2500
----/CPB 800	765	-/975	2100	1425	508	10	508	2500

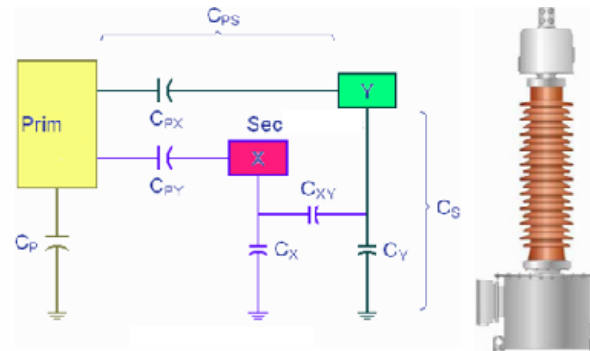
Fuente: ABB. Transformadores de medida para exteriores. p. 43.

Tabla X. **Valores típicos de capacitancia para asegurar un buen funcionamiento durante transitorios en TP tipo capacitivo según ANSI/IEEE C57.13 y ANSI C93.3.1**

Tipo	Número de unidades del condensador	Capacitancia alta
		pF (+10; -5 %)
CPA/CPB 69	1	23500
CPA/CPB 115	1	14500
CPA/CPB 138	1	12600
CPA/CPB 161	1	10500
CPA/CPB 230	1	7500
CPA/CPB 345	2	4700
CPA/CPB 500	2	3500

Fuente: ABB. Transformadores de medida para exteriores. p. 43.

Figura 35. Diagrama de Circuito Dieléctrico TP



Fuente: DOBLE. *Testing voltage potential transformers and metering units*.p. 12.

Donde:

C_p : aislamiento entre el devanado primario y núcleo/tanque aterrizado

C_{ps} : aislamiento entre devanado primario y secundario

C_s : aislamiento entre devanado secundario y núcleo/tanque aterrizado

3.3.3. Prueba de espectroscopía de frecuencia

Mediciones de pérdidas y capacitancia en el sistema de aislamiento en función de la frecuencia, obteniendo beneficios en cuanto a medición de factor de potencia y factor de disipación a múltiples frecuencias y en un rango específico de temperatura.

Tabla XI. **Rangos usuales de temperatura, capacitancia y frecuencia de muestreo para espectroscopía en transformadores**

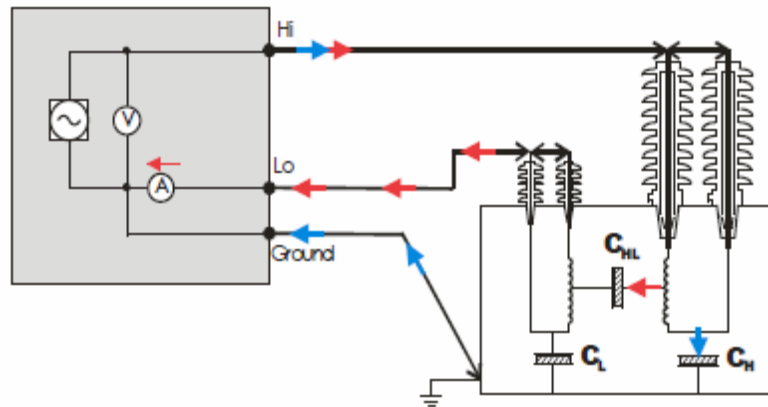
Temperatura de funcionamiento	0°C a +55°C
Capacidad de muestreo	Rango 10 pF – 100 µF
Frecuencia de muestreo	Rango 0,0001 Hz - 1 kHz

Fuente: REIS, Pedro. Análisis del envejecimiento del aceite de un transformador mediante espectroscopía dieléctrica medida en baja frecuencia. p. 47.

Se obtienen los resultados en cuanto a humedad en el aislamiento sólido de papel como porcentaje del peso total del papel. Se da una corrección de temperatura precisa y hay mayor grado de habilidad para detectar contaminación. El aislamiento en transformadores de potencia consiste básicamente en el propio contenido de aceite y celulosa impregnada en aceite. Casi toda la humedad está en la celulosa.

El contenido de humedad en el aceite, dado que es casi constante en la celulosa, varía con la temperatura y la condición de envejecimiento del aceite. Un aceite envejecido permite mayor solubilidad de mayor cantidad de agua que un aceite nuevo. Una pequeña concentración de humedad dificulta el proceso de muestreo y la humedad cambia las propiedades dieléctricas de la celulosa, así como también limita la vida útil del equipo y la utilización del mismo.

Figura 36. **Diagrama de conexión para la realización de espectroscopía a un transformador**



Fuente: MEGGER. Aplicaciones en transformadores de potencia-espectroscopía en el dominio de la frecuencia. p. 4.

Este tipo de mediciones se efectúan cuando se sabe que el transformador trabajará con sobrecalentamiento para evitar la formación de burbujas. Se realiza antes y después del secado del aceite para ver qué tan exitoso fue el proceso.

Las ventajas de la espectroscopia en el dominio de la frecuencia contra las mediciones convencionales de capacitancia y factor de disipación son: que se usa un bajo voltaje de alrededor de 140 voltios, lo que implica mayor seguridad, y el tamaño del equipo es menor; también se mide capacitancia y factor de disipación en un rango de frecuencia que permite una mejor interpretación y la posibilidad de eliminar errores de medición, adicional, la interpretación de resultados se basa en un modelo real de diseño de transformador.

Tabla XII. **Valores característicos de capacitancia a diferente frecuencia en aceite envejecido**

f	C Nuevo (26,87ppm)	C 240h (24,1ppm)	C 480h (22,8ppm)	C 720h (25ppm)	C 960h (30,5ppm)
1000	1,01E-10	1,02E-10	1,02E-10	1,02E-10	1,02E-10
470,59	1,01E-10	1,02E-10	1,02E-10	1,02E-10	1,02E-10
216,22	1,01E-10	1,02E-10	1,02E-10	1,02E-10	1,02E-10
100	1,01E-10	1,02E-10	1,02E-10	1,02E-10	1,02E-10
46,512	1,01E-10	1,02E-10	1,02E-10	1,02E-10	1,02E-10
21,563	1,01E-10	1,02E-10	1,02E-10	1,02E-10	1,02E-10
10	1,01E-10	1,02E-10	1,02E-10	1,02E-10	1,02E-10
4,6417	1,01E-10	1,02E-10	1,02E-10	1,03E-10	1,02E-10
2,1546	1,01E-10	1,03E-10	1,03E-10	1,03E-10	1,02E-10
1	1,01E-10	1,04E-10	1,04E-10	1,05E-10	1,03E-10
0,46417	1,03E-10	1,04E-10	1,03E-10	1,06E-10	1,07E-10
0,21544	1,02E-10	1,05E-10	1,03E-10	1,07E-10	1,09E-10
0,1	1,06E-10	1,06E-10	1,04E-10	1,08E-10	1,10E-10
0,046416	9,91E-11	1,06E-10	1,09E-10	1,09E-10	1,10E-10
0,021544	1,02E-10	1,06E-10	1,45E-10	1,11E-10	1,11E-10
0,0099999	1,04E-10	1,00E-10	1,51E-10	1,20E-10	1,17E-10
0,0046415	1,06E-10	1,12E-10	3,82E-10	1,58E-10	1,64E-10
0,0021543	1,07E-10	1,86E-10	1,23E-09	3,47E-10	2,61E-10
0,00099988	1,18E-10	9,53E-10	3,43E-09	1,30E-09	1,04E-09

Fuente: REIS, Pedro. Análisis del envejecimiento del aceite de un transformador mediante espectroscopía dieléctrica medida en baja frecuencia. p. 60.

3.3.4. Determinación de fallas en los transformadores de medición

Las fallas menores que se dan son fugas de aceite en el compensador, y fisuras o roturas en la membrana de caucho del TC y TP. Fugas de aceite en la palanca de potencial y pérdida del mismo en la unión de los capacitores con los TPC. En fallas mayores cabe mencionar la explosión debida a la pérdida excesiva de aceite y fallas transitorias, en lugares de gran contaminación, fallas a tierra debido al flameo del aislamiento en TC, TP, y TPC. Pérdida de aceite en

el compensador, daño en las válvulas de no retorno, que no funcionen correctamente en el compensador, un cabezal roto por exceso de presión propia de un transformador de corriente.

3.3.4.1. Causas de falla en transformadores de corriente

Cabe mencionar entre las más comunes la entrada de humedad y pérdida de aceite debido a la rotura de membrana, ingreso de aire por falla del sellado, perforación de los pliegues metálicos debido a la oxidación, pérdida a través de los pernos de cierre superior, pérdida por la oxidación en pliegues y tornillería metálica.

3.3.4.2. Causas de falla en transformadores de tensión capacitivos

Entre los mejores ejemplos está la explosión debido a la fractura del aislador, pérdida de aceite en los puntos o juntas de hermeticidad, entrada de la humedad en puntos de hermeticidad en todos los niveles de tensión.

3.3.4.3. Causas de falla en transformadores de tensión inductivos

Son provocadas por entrada de humedad debido a la rotura de membrana, ingreso de aire debido a la falla del sellado, y perforación de los fuelles metálicos debido a la oxidación.

3.3.4.4. Recomendaciones a considerar para la solución de fallas

Tener disponibles manuales de operación y del mantenimiento para cada uno de los tipos de equipo instalado, contar con valores de referencia para ensayos de diagnóstico humedad, factor de potencia, cromatografía de gases, descargas parciales y resistencia de aislamiento.

Tener un *stock* de piezas de repuesto y unidades completas por cada tipo de equipo en caso de emergencias, hacer revisión periódica de las membranas y de los sellos de los TM, practicar el ensayo de cromatografía del aceite de los TM como mantenimiento general. La causa principal de las fallas de los TM se debe al ingreso de humedad a través del compensador de dilatación de aceite y las juntas de caucho.

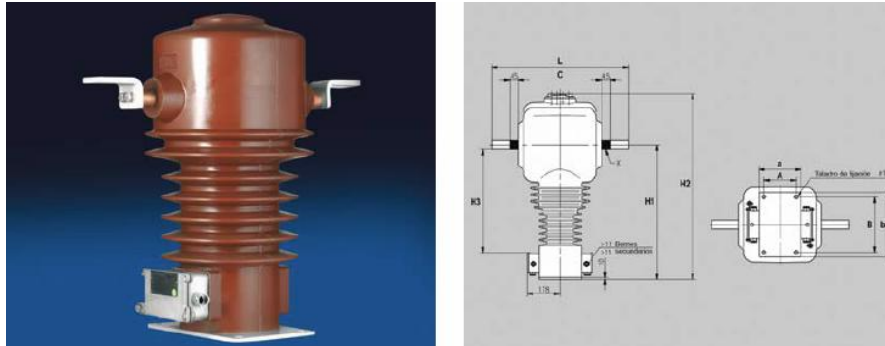
3.4. Características constructivas de los transformadores de medida

Deben contar con ciertas características necesarias, para lograr bajos valores de los errores de relación y fase. Las características magnéticas de los núcleos, en referencia a inducción y reluctancia, se utilizan aleaciones especiales a fin de lograr altas permeabilidades a bajas inducciones, con lazos de histéresis extremadamente estrechos que representan pérdidas reducidas para los transformadores de corriente y altas permeabilidades con inducciones lo más elevadas posibles, pero alejadas del codo de saturación, con lazos de histéresis extremadamente estrechos para lograr pérdidas reducidas en el caso de los transformadores de potencial.

3.4.1. Parámetros de construcción de transformadores de corriente

El circuito magnético debe tener una longitud lo más corta posible, para la sección especificada. Dado que la inducción magnética es la responsable de las pérdidas y de la intensidad de campo necesaria, su valor debe acotarse. Normalmente se recomienda un valor de $B = 0,05 \text{ [T]}$, y en casos extremos $B = 0,3 \text{ [T]}$ (los transformadores de potencia se diseñan con $B = 1,2 \text{ [T]}$). Para la fuerza magnetomotriz primaria, se adoptan valores del orden de 500 a 1000 Amperios Vuelta para $N_1 \cdot I_1$.

Figura 37. **Diseño de la construcción de un transformador de corrientecabezoidal**



Fuente: RITZ-INTERNATIONAL. Transformadores de medida en media tensión. p. 26.

El arrollamiento secundario se coloca siempre cerca del núcleo debido a razones magnéticas y de aislamiento. En el caso de núcleo rectangular el flujo de dispersión es una fuente importante de error, ya que la posición influye en la concentración del flujo. Si es preciso lograr errores pequeños es imprescindible el uso de núcleos toroidales, lo que permite además utilizar arrollamientos primarios de diferentes relaciones, sin que la posición afecte la relación de

transformación. La densidad de corriente se toma de 1 a 2 [A/mm²]. Una vez adoptada la $I_2 \cdot N$ se realiza el cálculo aproximado de N_2 .

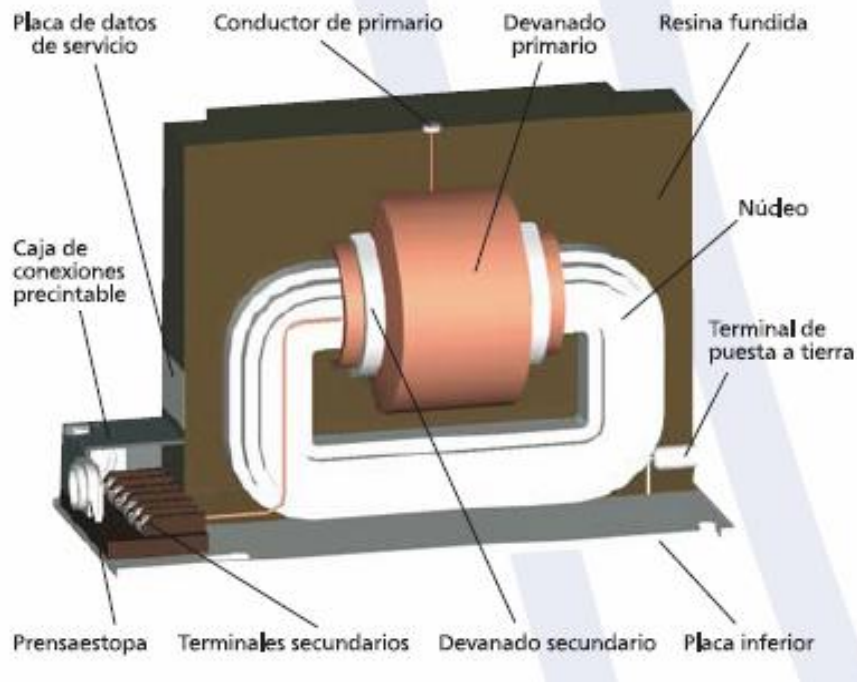
El aislamiento para el caso de transformadores de medida, de media y alta tensión; el arrollamiento primario debe estar separado del núcleo y del arrollamiento de baja tensión por medio de un dieléctrico de constante y espesor adecuados. Se utilizan papel y aceite, hexafluoruros, porcelana, resina epóxica, etc.

3.4.2. Parámetros de construcción de transformadores de potencial

La concepción del transformador de potencial es básicamente similar al de potencia, el requerimiento de que la relación entre algunos parámetros sea prácticamente constante hace que los criterios de diseño y construcción de los de potencia no sean aplicables. El circuito magnético debe tener una longitud lo más corta posible, para la sección especificada. Dado que la inducción magnética es la responsable de las pérdidas y de la intensidad de campo necesaria, su valor debe acotarse.

Normalmente se recomienda un valor de $B = 1$ [T] (los transformadores de potencia se diseñan con $B = 1.2$ [T]). El arrollamiento secundario se coloca siempre cerca del núcleo debido a razones magnéticas y de aislamiento.

Figura 38. **Diseño de la construcción de un transformador de potencial de un polo**



Fuente: RITZ-INTERNATIONAL. Transformadores de medida en media tensión. p. 11.

La fuerza magnetomotriz secundaria queda fijada por la corriente secundaria, generalmente de muy bajo valor dado el escaso consumo de los instrumentos. El aislamiento entre el arrollamiento primario y secundario se coloca un material aislante de constante dieléctrica y espesor adecuados. Se utilizan papel y aceite, hexafluoruros, porcelana, resina epóxica, etc. Se debe tener en cuenta las sobretensiones debidas a regímenes anormales de la red.

4. INTERRUPTORES DE POTENCIA

4.1. Pruebas en interruptores de potencia

Los ensayos de este tipo determinan la exactitud en la sincronización de cierres y aperturas en cada uno de los polos del interruptor de potencia.

4.1.1. Tiempos de maniobra y sincronismo entre contactos

Es muy importante analizar las operaciones de apertura y cierre en los interruptores de potencia así como las curvas de desplazamiento para tener una mejor perspectiva de la operación correcta del mecanismo del equipo primario en la subestación eléctrica.

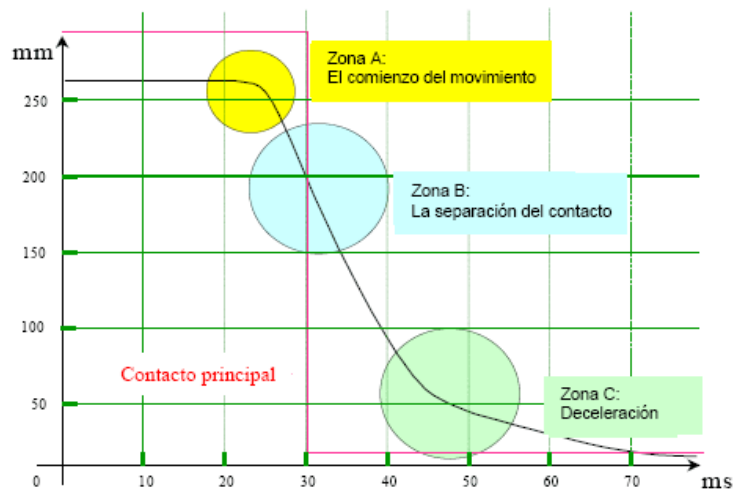
Una de las principales medidas que se realizan en el mantenimiento de interruptores de potencia con mando ya sea eléctrico o neumático, consiste en el control de los tiempos requeridos para la realización de la maniobra de cierre y apertura. El control de estos valores hace posible que se lleven a cabo los ajustes precisos para garantizar la correcta operación de los equipos y permite programar adecuadamente la revisión necesaria para sustituir piezas y componentes.

4.1.1.1. Tiempos de apertura

A continuación se muestra una curva de desplazamiento para una operación de apertura en la figura de abajo, con una curva de tiempo de

apertura superpuesta para el contacto principal. Así mismo ejemplos de operación de apertura de un interruptor en la Subestación Guatemala Sur.

Figura 39. **Curva de desplazamiento para una operación de apertura**



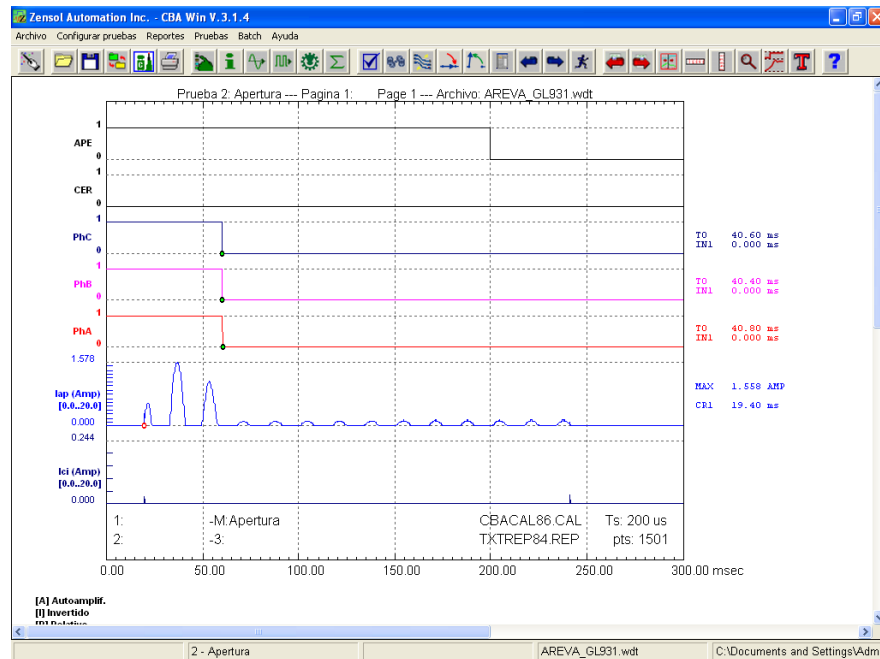
Fuente: <http://www.zensol.com/es/curvas-de-desplazamiento-interruptor-de-alta-tension>.

Consulta: septiembre de 2011.

La primera característica a verificar en la figura 39 es observar la forma general de la curva; en esta se ven tres zonas, encerradas en círculos.

- La zona A, marca el inicio del movimiento. Es importante saber si el movimiento comienza en el momento correcto. Un retraso con respecto a la especificación de referencia significa que existe un problema eléctrico si la bobina no es excitada a tiempo, o podría existir un problema mecánico entre el mecanismo de mando que envía la orden del movimiento y el contacto móvil del propio interruptor.

Figura 40. **AREVA_GL931 Prueba 2 apertura Subestación Guatemala Sur**



Fuente: ETCEE-INDE.

- La zona B, indica en donde se separan los contactos principales uno del otro. En este preciso instante, el arco empieza a formarse y el interruptor implementa las medidas para extinguirlo. La velocidad de separación se convierte en un factor sumamente importante y primordial a fin de lograr la ruptura del circuito. El método para calcular la velocidad promedio en esta zona depende del diseñador del interruptor. Solamente el diseñador puede determinar el método de cálculo y establecer la especificación de referencia.
- La zona C, muestra la desaceleración, hasta que el contacto móvil del interruptor se detiene completamente. La cantidad de energía requerida

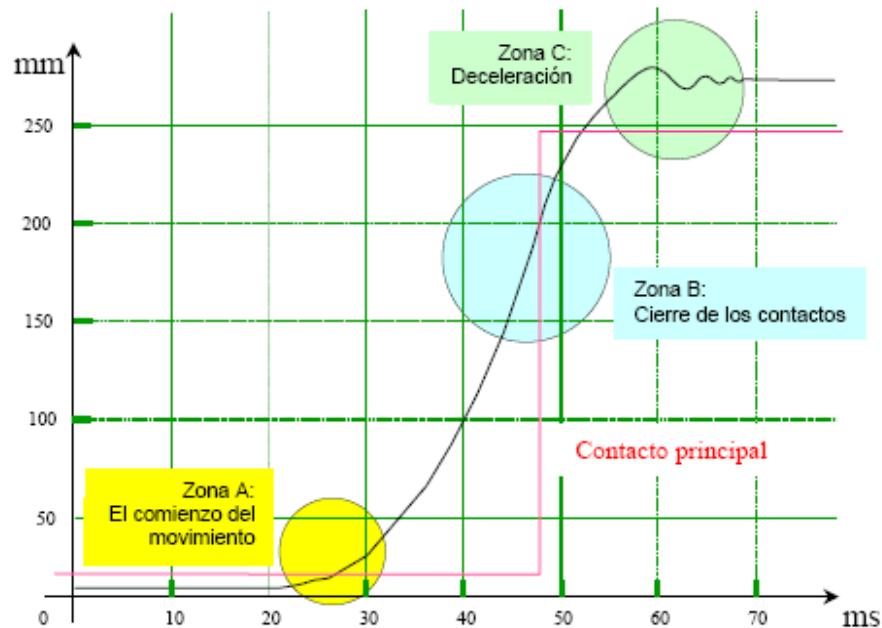
en el proceso de ruptura es directamente proporcional a la intensidad de la corriente a interrumpir. Una vez que la corriente ha sido interrumpida y el arco ha sido extinto, la energía desarrollada es muy grande. Se ponen en acción medios para absorber este exceso de energía y así reducir el riesgo de dañar los componentes internos. El análisis de esta zona hace posible determinar si el movimiento se detiene gradualmente.

Un insuficiente amortiguamiento, o *underdamping*, hace que las partes móviles experimenten choques al final del viaje, lo cual ocasiona un daño severo. Un amortiguamiento repentino, donde la energía cinética desarrollada por las partes móviles del interruptor se absorbe en un tiempo muy pequeño, ocasiona un daño semejante a un *underdamping*. Este fenómeno es llamado *overdamping*.

4.1.1.2. Tiempo de cierre

A continuación se muestra una curva de desplazamiento para una operación de cierre en la figura 41, con una curva de tiempo superpuesta para el contacto principal. Así mismo ejemplos de operación de cierre de un interruptor de la Subestación Guatemala Sur.

Figura 41. **Curva de desplazamiento para una operación de cierre**

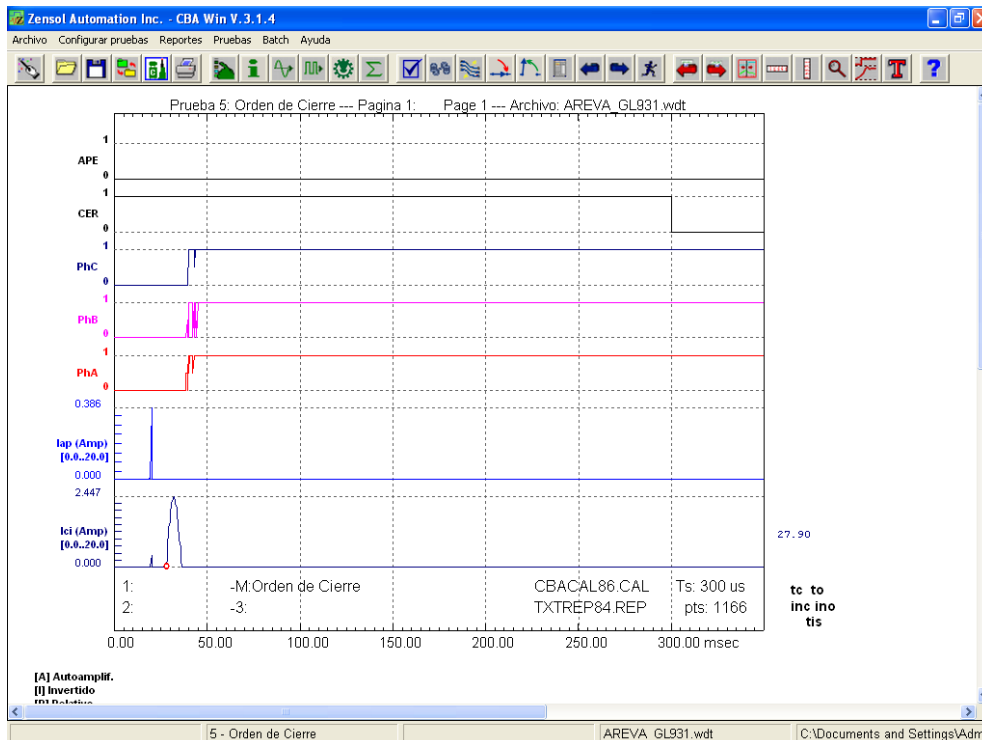


Fuente: <http://www.zensol.com/es/curvas-de-desplazamiento-interruptor-de-alta-tension>.

Consulta: septiembre de 2011.

- La zona A, es donde el movimiento empieza, y es importante conocer si el movimiento se ha iniciado en el preciso momento, así como en el lugar correcto.
- La zona B, también llamada la zona de prearco, muestra como los contactos están más cerca uno del otro, el dieléctrico, que es una función de la distancia de la separación, se hace insuficiente y se forma una corriente de prearco dentro de un arco, cuya duración está en función de la velocidad de los contactos. Por lo tanto, la velocidad de los contactos es un factor importante para limitar el desgaste prematuro de los contactos.

Figura 42. **AREVA_GL931 Prueba 5 orden de cierre**
Subestación Guatemala Sur



Fuente: ETCEE-INDE.

- La zona C, es donde el movimiento se reduce lentamente hasta llegar a una parada completa de los contactos móviles del interruptor. La energía necesaria para el proceso de cierre es menor que la desarrollada en el proceso de ruptura, pero sin embargo esta sigue siendo de una magnitud considerable. El exceso de energía se traduce en un exceso de desplazamiento del recorrido, lo cual, si sobrepasa las tolerancias establecidas, podría causar un severo daño al dispositivo.

4.1.2. Control del medio de extinción

Es determinante el aislamiento usado para extinguir el arco eléctrico en el interior del interruptor, dependiendo del aislante la vida útil de los contactos.

4.1.2.1. Rigidez dieléctrica

Esta propiedad viene determinada por la tensión en la que se produce un arco eléctrico permanente entre dos electrodos sumergidos en el aceite, en las condiciones normalizadas del ensayo y utilizando un aparato llamado puntero metro. Se expresa en KV/cm. Este ensayo orienta sobre las cualidades de aislamiento eléctrico de los aceites, que disminuyen con la presencia de contaminantes tales como el agua, polvo, suciedad, barros, etc. No solamente en el campo de los aceites dieléctricos, la rigidez dieléctrica tiene su significado, sino también en el de los aceites de compresores frigoríficos, ya que dicha característica se ve muy afectada por la presencia de agentes de humedad.

4.1.2.2. Humedad, acidez, calidad aceite/gas

Con respecto a humedad, la Norma IEC 60422 considera que las saturaciones que superan el 6% son moderadamente húmedas, lo que equivale a un contenido de humedad de aproximadamente el 2.2%. En este nivel, las moléculas de agua empiezan a activarse, lo que da como resultado una humedad peligrosa para el equipo que se está probando. Debido a ello, es necesario corregir la situación y, realizar un proceso de secado. El contenido de humedad relaciona la masa del agua con la masa del material, mientras que la saturación de humedad relaciona la masa del agua con la masa máxima de agua que un material puede adsorber. Los efectos de polarización y las

pérdidas dieléctricas resultan afectados por las diferentes propiedades del material dieléctrico en las distintas frecuencias.

El grado de acidez o alcalinidad de un aceite dieléctrico puede venir expresado por su número de neutralización, que se define como la cantidad de álcali o de ácido (ambos expresados en miligramos de hidróxido potásico), que se requiere para neutralizar el contenido, ácido o básico, de un gramo de muestra, en las condiciones de valoración normalizadas del ensayo correspondiente. Existen dos procedimientos para su determinación: el volumétrico y el potenciométrico.

Con respecto a la calidad del aceite y gas, los fabricantes de maquinaria y equipos en general exigen que los lubricantes que se deben utilizar en sus equipos, cumplan con ciertas especificaciones y exigencias que van de acuerdo con la severidad de las condiciones de diseño y servicio de sus máquinas. Con el fin de unificar criterios, corporaciones y organismos han desarrollado procedimientos de ensayo normalizado, capaces de medir las propiedades del lubricante en cuanto a su calidad, identificación, detección de adulteraciones y contaminaciones, así como vigilancia de su comportamiento en el momento de estar en servicio.

4.1.3. Comprobación de fugas de aislante

Es imprescindible tener presente que las fugas representan pérdidas económicas, tanto como errores de funcionamiento en los interruptores.

4.1.3.1. Fugas de aceite policlorurobifenílico

En caso de derrame de aceite de un interruptor, se debe responder de inmediato a la notificación de que ha ocurrido un derrame de PCB (policlorurobifenílico). Todo el personal de limpieza o mantenimiento que manipule PCB y/o que esté trabajando en la limpieza misma deben utilizar vestimenta y equipo de protección personal para evitar que su ropa o piel se contamine con PCB.

Evitar que los fluidos de PCB alcancen canales de aguas pluviales, desagües o cualquier otro lugar en que corra agua. Se deben aplicar todas las opciones existentes para contener un derrame de PCB, como desviaciones temporales o cercados (uso de muros de contención). En caso de que el PCB alcance una corriente de agua, canalización, o algún área inaccesible, el primer empleado que llegue al área del derrame deberá iniciar procedimientos de notificación de inmediato, y emprender medidas para evitar que más material derramado alcance aguas o suelos.

4.1.3.2. Fugas de gas SF6

Las fugas de gas más comunes detectadas en los equipos instalados se han presentado en válvulas de sobrepresión, por porosidad presentada en los discos de carbono. También en seccionadores de GIS, se presentan por el mecanismo de acople de operación; en los conos de acople de cable, E/S de los cables aislados de potencia e interruptores, donde se presentan normalmente por las juntas superiores, intermedias, inferiores, mecanismo de operación, sistema de llenado y medidores.

4.1.3.3. Corrección de fugas de SF6

Pueden ser detectadas por señales de alarma o a través de una inspección visual; cuando se detecta un cambio en los indicadores de presión se realiza un chequeo para detectar el punto exacto de la fuga por medio de un sensor detector de fugas, cámaras de rayos láser, o soluciones jabonosas. Se hace un seguimiento en el tiempo para evaluar su grado crítico y la importancia del equipo para el sistema y se planea su corrección. La fuga ya detectada se marca para llevar un registro de seguimiento, que consiste en determinar la cantidad de SF6 utilizado para recuperar la presión nominal en un período determinado y así poder cuantificar las cantidades de SF6 emitidas al medio ambiente.

4.1.4. Inserción de contactos

Es importante trabajar en la sincronización, al insertar los contactos de los tres polos de un interruptor en el mismo momento, para balancear la energía.

4.1.4.1. Sincronismo en inserción de contactos

La medida del tiempo de maniobra en cada una de las cámaras del interruptor permite conocer el nivel de sincronismo alcanzado por los contactos, tanto linealmente, o entre cámaras de corte de cada fase; como transversalmente, o entre fases, facilitando una información complementaria del balance de energía en la maniobra.

- Carrera total (recorrido): denotada por el recorrido, es un valor definido entre la diferencia desde la posición inicial, antes del comienzo de la maniobra, hasta la posición final alcanzada al término de dicha maniobra.

- Penetración de contactos: distancia que recorre en la apertura del contacto principal entre la posición de cerrado y la separación eléctrica de contactos.
- Velocidad de apertura y cierre: se miden en los intervalos del gráfico de desplazamiento indicados por el fabricante: zona de arco en la apertura y de prearco en el cierre.
- Amortiguación, sobre rrecorrido y rebote: se analizan en las zonas de referencia del gráfico, observado si la amortiguación es correcta y no se producen sobre rrecorridos, ni rebotes, en número y amplitud excesivos, dado que no pueden eliminarse totalmente.

4.1.4.2. Desplazamiento angular y lineal

El sólo hecho de realizar una inspección de los mecanismos de operación no garantiza su correcta operación, debido a que estos bloques operan con una gran energía acumulada, la mejor manera de evaluarlos es realizando las prueba de desplazamiento angular o lineal.

Los equipos analizadores de interruptores cuentan con accesorios para medir el desplazamiento, siendo llamados éstos transductores de desplazamiento. La prueba proporciona el desplazamiento, la velocidad de operación y su comportamiento en función del tiempo. El desplazamiento angular está representado en los interruptores mecánicos y neumáticos, el desplazamiento lineal es particular en los interruptores de mando hidráulico.

Figura 43. **Mecanismo de operación con desplazamiento angular (90° nominal CB HPL245 ABB)**



Fuente: ETCEE-INDE.

Figura 44. **Interruptor con mando hidráulico con desplazamiento lineal CB FX-170 Alstom**



Fuente: ETCEE-INDE.

4.1.4.2.1. Desplazamiento angular

Muestra el comportamiento del mecanismo de operación al cierre o apertura (ángulo de giro total).

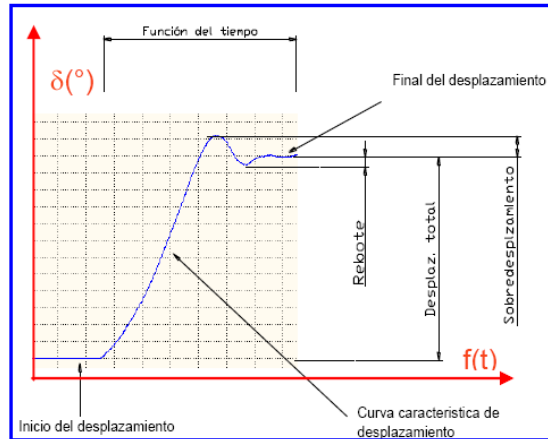
- Sobre desplazamiento angular: sobre recorrido del desplazamiento total, se puede verificar defectos del mecanismo de operación.
- Rebote angular: es ocasionado por la fuerza mecánica del interruptor, donde se puede observar el estado de los mecanismos de amortiguamiento de cierre y apertura y compararlas con la estampa de tiempo de operación de las cámaras de corte.
- Velocidad de desplazamiento angular : comportamiento de la velocidad de operación del mecanismo de operación y su desempeño debido a la oposición de la cámara de corte para el cierre y apertura

Ver figura 45.

4.1.4.2.2. Desplazamiento lineal

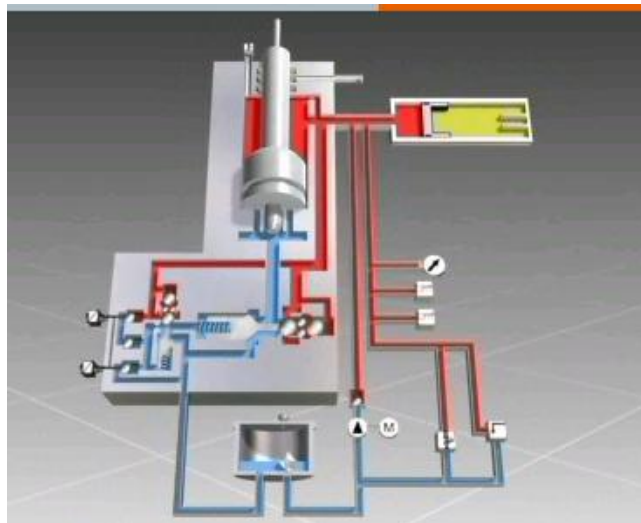
Los interruptores de potencia con mando hidráulico, que presentan un desplazamiento lineal, por la configuración mecánica de pistones y acumuladores de energía a alta presión hidráulica (aproximadamente 330 bar) inmersos en medio aceite de por sí, tienen un sistema de amortiguamiento interno. Es por ello que en la familia de interruptores en 138 y 230 kV no se observarán anomalías de sobre desplazamiento y/o rebotes de operación mecánica que no vayan más allá se la curva característica.

Figura 45. **Desplazamiento angular en función del tiempo. Interruptor mando mecánico resortes**



Fuente: Consulta: septiembre de 2011.

Figura 46. **Sistema esquemático de un mando hidráulico (óleo neumático)**



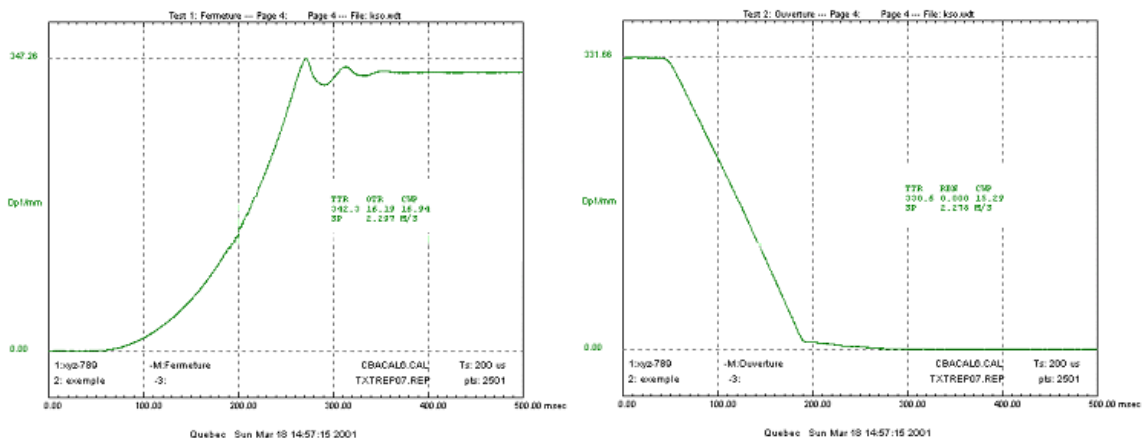
Fuente: <http://www.zensol.com/es/curvas-de-desplazamiento-interruptor-de-alta-tension>.

Consulta: septiembre de 2011.

4.1.4.3. Curvas de desplazamiento

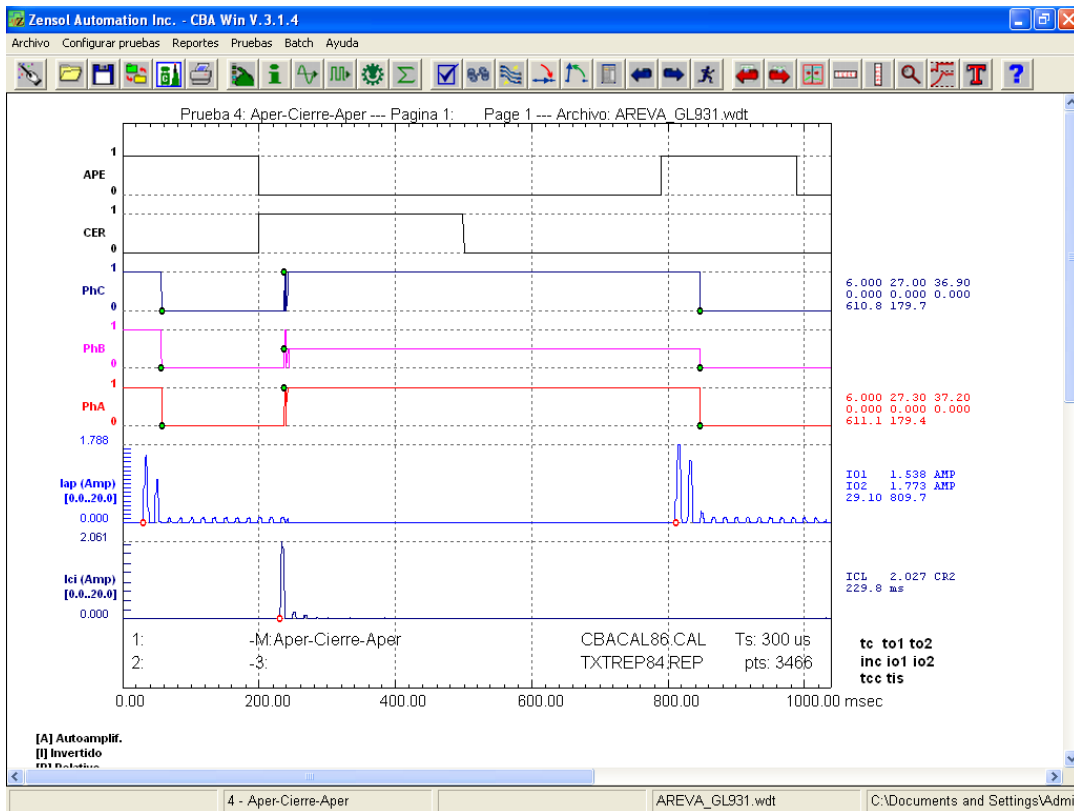
La curva de desplazamiento se dibuja generalmente con la unidad de medida (milímetros, mm.) en el eje vertical y el tiempo en milisegundos en el eje horizontal. La figura siguiente muestra ejemplos de curvas de desplazamiento para operaciones de cierre y de apertura.

Figura 47. **Curvas de desplazamiento por operaciones de cierre y de apertura**



Fuente: ETCEE-INDE.

Figura 48. AREVA_GL931 Prueba 4 apertura-cierre-apertura
Subestación Guatemala Sur



Fuente: ETCEE-INDE.

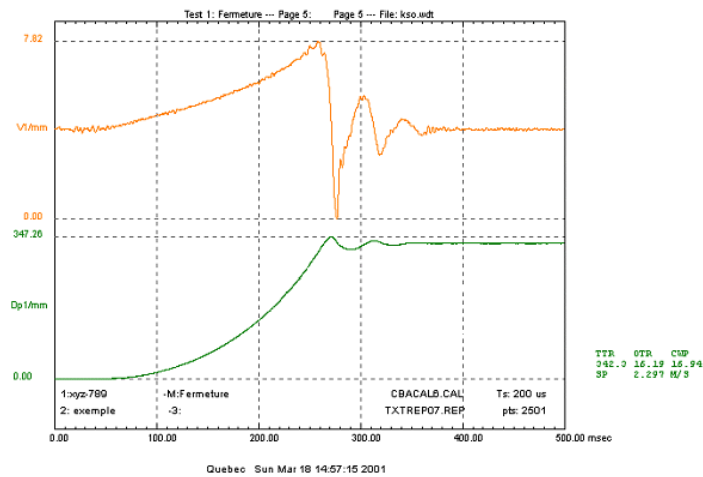
- Velocidad

Un parámetro importante en la operación de los interruptores de alta tensión es la velocidad de los contactos en la apertura, como en el cierre. La curva de desplazamiento también sirve para el cálculo de la velocidad de los contactos en un momento específico, o la velocidad instantánea, o puede servir para calcular la velocidad promedio para un intervalo de tiempo predeterminado, o velocidad promedio.

4.1.4.3.1. Curvas de velocidades instantáneas

Existe software con la capacidad de dibujar una curva con las velocidades instantáneas calculadas derivando los datos de la curva de desplazamiento. En la figura siguiente se muestra un ejemplo de la derivación de una señal de desplazamiento que produjo una curva mostrando la evolución de la velocidad de desplazamiento.

Figura 49. **Curvas de desplazamiento y su derivada (curva de velocidad)**



Fuente: ETCEE-INDE.

4.1.4.3.2. Velocidad promedio

La velocidad buscada usualmente es el instante en que el interruptor hace contacto, en el momento del cierre, o se abre, en la etapa de apertura. Sin embargo, como es difícil obtener una velocidad consistente para cada

operación, es mejor calcular una velocidad promedio sobre un intervalo de tiempo antes y después de este punto.

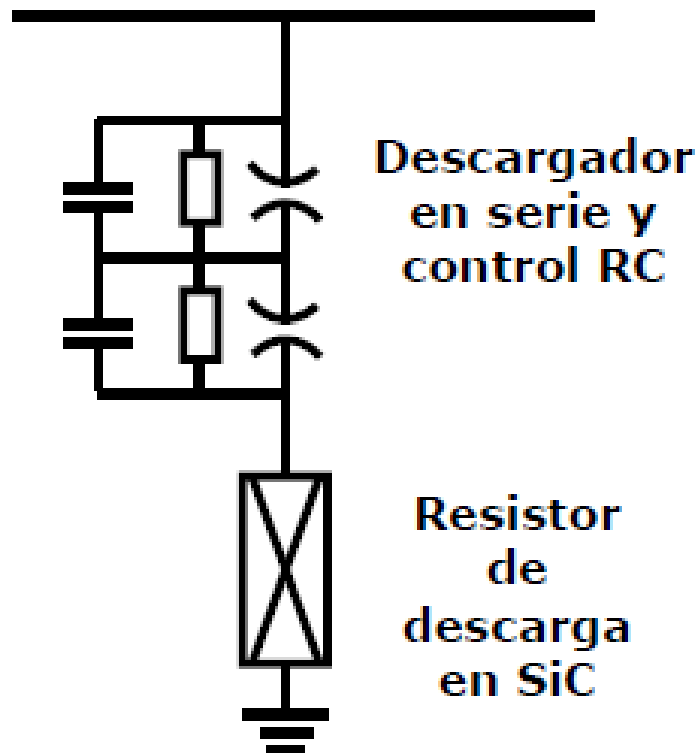
El método para el cálculo exacto debe obtenerse del fabricante de los interruptores para que los valores medidos puedan ser comparados con la especificación de referencia del fabricante.

5. PARARRAYOS

5.1. Definición




Es un dispositivo diseñado para atraer un rayo, ionizando el aire a su alrededor, y de esa manera poder dirigir y enviar la energía de la descarga electroatmosférica hacia tierra, de tal modo que proteja equipos y no cause daños a personas o edificaciones en las zonas cercanas.

Figura 50. Circuito equivalente de pararrayo SiC (carburo de silicio)



Fuente: DOBLE. TransiNor - Altae 2009. p. 2.

Tabla XIII. **Guía para selección de modelo de pararrayos de porcelana**

		Porcelana		
		3EP5	3EP4	3EP2
Aplicaciones		Redes de media y alta tensión, subestaciones a la intemperie	Redes de media y alta tensión, subestaciones a la intemperie	Redes de alta tensión, subestaciones a la intemperie
Tensión nominal de la red	kV	110	345	500
Tensión máxima de servicio	kV	123	362	550
Tensión asignada máxima	kV	96	288	468
Corriente nominal de descarga	kA	10	10	20
Clase máx. de descarga de línea		3 	3 	5 
Capacidad máxima de absorción de energía (manteniendo estabilidad térmica)	kJ/kV	8	8	13
Corriente máxima de larga duración, 2 ms	A	850	850	1600
Resistencia máx. a corrientes de cortocircuito	kA	40	65	65
Momento flector máximo permitido	kNm	2 ¹⁾	4,5 ¹⁾	12,5 ¹⁾
Material envolvente		Porcelana		
Tipo de diseño		Aislador hueco		
Dispositivo de alivio de presión		sí		

Fuente: SIEMENS. Pararrayos de porcelana 3EP y silicona 3EQ. p. 8.

Tabla XIV. **Guía para selección de modelo de pararrayos de silicona**

		Silicona		
		3EL2	3EQ1	3EQ4
Aplicaciones		Redes de media y alta tensión, descargador de estación y/o de línea de transmisión	Redes de media y alta tensión, subestaciones a la intemperie	Redes de media y alta tensión, subestaciones a la intemperie
Tensión nominal de la red	kV	500	345	50
Tensión máxima de servicio	kV	550	362	55
Tensión asignada máxima	kV	420	288	46
Corriente nominal de descarga	kA	20	10	20
Clase máx. de descarga de línea		4	3	5
Capacidad máxima de absorción de energía (manteniendo estabilidad térmica)	kJ/kV	10	8	18
Corriente máxima de larga duración, 2 ms	A	1200	850	2100
Resistencia máx. a corrientes de cortocircuito	kA	65	50	65
Momento flector máximo permitido	kNm	4,0 ²⁾	6 ^{2) 3)}	21 ^{2) 3)}
Material envolvente		Silicona	Silicona	
Tipo de diseño		La silicona se moldea directamente sobre los bloques de óxido metálico	Aislador hueco, la silicona se moldea directamente sobre el tubo de fibra de vidrio	
Dispositivo de alivio de presión		no	sí	

Fuente: SIEMENS. Pararrayos de porcelana 3EP y silicona 3EQ, p. 9.

5.2. Pruebas en pararrayos

Son determinantes las mediciones de corriente de fuga y factor de potencia para conocer el estado operativo de un pararrayos.

5.2.1. Factor de potencia

La medición de las pérdidas dieléctricas es efectiva en la detección de pararrayos defectuosos, contaminados o deteriorados. La tabla de abajo muestra cuales son los voltajes de pruebas para los diferentes valores de voltaje nominal de pararrayos.

Tabla XV. **Voltajes recomendados de prueba en pararrayos**

Voltaje Nominal	Voltaje de Prueba
Entre 2,7 y 5,1 kV	2,5 kV
Entre 6,0 y 7,5 kV	5 kV
Entre 8,1 y 10 kV	7,5 kV
Más de 12 kV	10 kV

Fuente: elaboración propia.

Algunos arreglos de pararrayos utilizan varias columnas para poder manejar el nivel de voltaje requerido con la capacidad de energía necesaria. En caso de probar una de las unidades que conforma este pararrayos o probar una unidad integrada, se debe probar el equipo en un modo específico del aparato de medición. Se deben desconectar los contadores de descarga antes de realizar la prueba. Con respecto al análisis de resultados, valores por encima de los esperados pueden ser resultado de polvo, humedad o ambos, tanto en el exterior o en el interior del pararrayos. Cuando los valores son inferiores a los esperados puede ser el resultado de problemas en conexiones internas.

5.2.2. Corriente de fuga

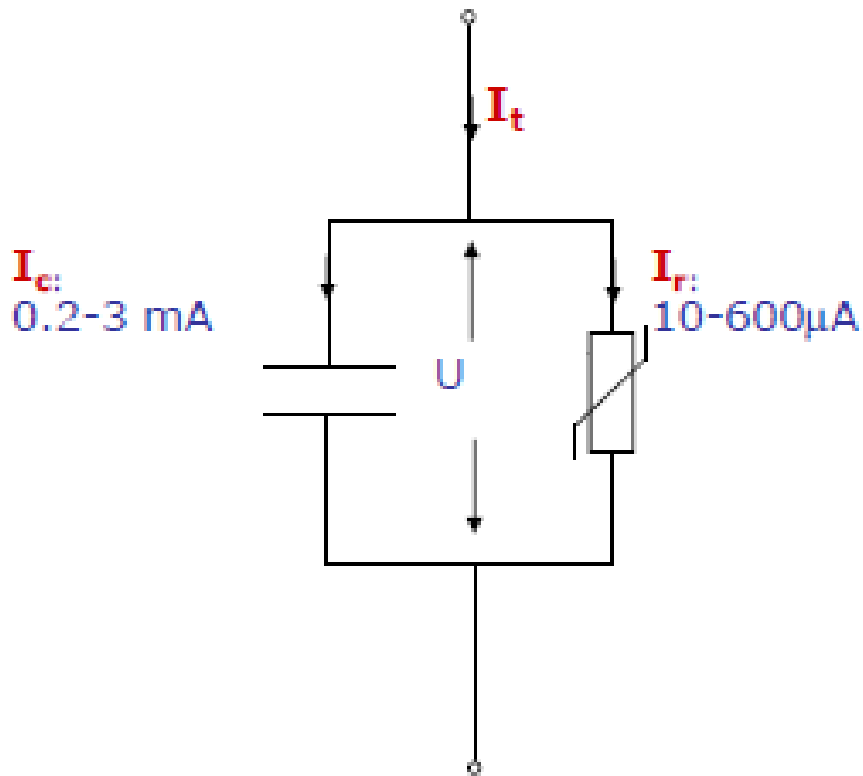
El objetivo de medir o monitorear la corriente de fuga en los pararrayos es que en condiciones normales los pararrayos pueden estar expuestos a diferentes esfuerzos como:

- Voltaje de operación normal
- Sobrevoltajes temporales (TOV)
- Sobrevoltajes por maniobras
- Sobrevoltajes por rayos
- Condiciones de contaminación externa

5.2.2.1. Corriente de fuga total

En condiciones normales de servicio los pararrayos de ZnO presentan una corriente de fuga total en el rango de 0.2 a 3mA, esta corriente es dominada por la componente capacitiva, mientras que la componente resistiva se encuentra en el rango del 5 al 20% de la componente capacitiva, además la componente resistiva depende de dos factores que son la temperatura y el voltaje.

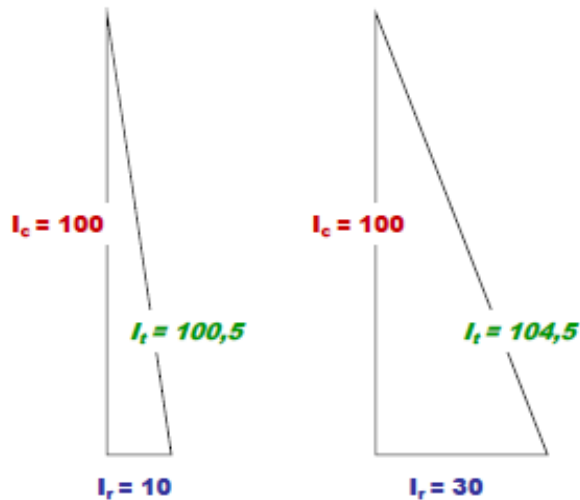
Figura 51. Circuito equivalente de un pararrayos de ZnO (óxido de zinc)



Fuente: DOBLE. TransiNor - Altae 2009. p. 11.

El diagrama anterior muestra el esquema equivalente de un pararrayos de ZnO, donde el bloque de ZnO se representa como una resistencia equivalente no lineal y la operación de estos pararrayos es con una tensión del 60 al 80% del voltaje nominal.

Figura 52. **Representación de la corriente total de fuga**



Fuente: DOBLE. TransiNor - Altae 2009. p. 13.

En este diagrama se demuestra que solo la corriente de fuga total en el pararrayos se incrementa en un 4% mientras que la componente resistiva se triplica, y también hay que tener en cuenta que los pequeños cambios en la corriente total son difíciles de leer en el instrumento (miliamperímetro). Como se aprecia un gran incremento de la componente resistiva (I_r), la corriente de fuga es apenas notable en la medición de la corriente total de fuga. La componente resistiva independiente, es la mejor vía para obtener la información del estado del pararrayos.

La componente resistiva, como se dijo, depende de la temperatura (en la práctica se asume la temperatura ambiente) y el voltaje de operación, siendo estos dos factores muy importantes, y al realizar las mediciones o el monitoreo, hay que tener en cuenta estos parámetros y si es posible recalcularlos a una temperatura común de 20° C y al 0.7 del voltaje nominal.

5.2.2.2. Corriente de fuga resistiva

Todos los esfuerzos eléctricos a los que está sometido el pararrayos, separadamente o en diferentes combinaciones pueden originar un incremento de la componente resistiva de la corriente de fuga a través del pararrayos. Este incremento puede sobrepasar el límite crítico y causar la falla del pararrayos, ayudado por causas como selección del voltaje del pararrayos no acorde (bajo), si los bloques de ZnO están agrietados o perforados debido a los sobrevoltajes por alguna situación de falla causado por un sobrevoltaje temporal (TOV) ocurrido en la red, o por un incremento de la contaminación acumulada en el pararrayos.

5.2.2.3. Corriente de fuga capacitiva

En el caso de aumentar notablemente la corriente de fuga total a un valor de 150 que se aprecia en el instrumento de medición, los parámetros quedarían como en la siguiente figura.

Figura 53. Representación de un incremento en la corriente de fuga



Fuente: www.elistas.net. Consulta: 05 de mayo de 2011.

Se aprecia un incremento considerable de la corriente de fuga que se detecta en el instrumento con facilidad. Una de las causas del aumento de la componente capacitiva puede ser la contaminación exterior. En pararrayos que tenga de forma permanente instalados equipos de medición de corriente de fuga total, es evidente que indicará un estado general pero no ofrece un diagnóstico exacto del estado del pararrayos, ya que con incremento de esta corriente se deben tomar medidas para ejecutar pruebas con el pararrayos fuera de servicio y la prueba más recomendada es de medición de la corriente de fuga con el voltaje de referencia a CD.

De lo contrario si se tiene un equipo para diagnosticar pararrayos de ZnO, que tenga en cuenta la medición de la componente resistiva o el análisis de los armónicos de la corriente de fuga, se obtendrían los mejores resultados del estado operacional del pararrayos. Los bloques de resistencias no lineales de ZnO pueden introducir terceros armónicos de la corriente resistiva de fuga.

El contenido de armónicos en el voltaje de operación puede incrementar el contenido de armónico en la corriente de fuga. La presencia de armónicos en el voltaje del sistema puede introducir armónicos en la corriente capacitiva en el mismo orden y magnitud como los armónicos de la corriente resistiva de fuga generada por el pararrayos. Esto implica que existen armónicos y si no se ignoran al evaluar la corriente resistiva se introduce un gran error, por ejemplo si el contenido de terceros armónicos en el voltaje es de 0.5% o del 1%, el error al evaluar los terceros armónicos la corriente resistiva estará en el rango de $\pm 50\%$ y $\pm 100\%$ respectivamente.

5.2.3. Medida de descargas parciales

Esta prueba tiene por objeto verificar que la acción combinada de la temperatura ambiente y las descargas de los rayos, durante la vida del pararrayos, no dañen las aletas ni sean fuentes de descargas parciales. El efecto térmico de una descarga de un rayo es simulado, por la aplicación de una brusca elevación de temperatura exterior. La muestra a ensayar es de un pararrayos por cada uno de los tipos, según la tensión de servicio. El ensayo se efectúa sobre un pararrayos cuyos espárragos de conexión vayan provistos de sus tuercas correspondientes. Para la ejecución del ensayo se dispone de dos cámaras térmicas, una de baja temperatura y otra de alta temperatura, en las que se fijan, respectivamente, $T_m = -20^{\circ}\text{C}$ y $T_M = 80^{\circ}\text{C}$.

El pararrayos se introducirá inicialmente en la cámara térmica en la que la temperatura ha sido fijada a $T_M = 80^{\circ}\text{C}$, y se le someterá a la serie cíclica de 48 horas de duración (12 ciclos de 4 horas) que se indica:

- El pararrayos permanecerá en la cámara a alta temperatura durante 2 horas, tiempo necesario para la estabilización térmica de la temperatura de la cámara.
- El pararrayos se pasará automáticamente a la cámara de baja temperatura, en menos de 10 segundos.
- El pararrayos permanecerá en la cámara de baja temperatura durante 2 horas, tiempo necesario para la estabilización de la cámara.
- El pararrayos se pasará automáticamente a la cámara de alta temperatura, en menos de 10 segundos y se inicia de nuevo el ciclo.
- Al final de las 48 horas, al pararrayos se le medirán las descargas parciales.

El ensayo finalizará después de la medida de las descargas parciales que se ha efectuado después de la serie de 48 horas en que la $T_m = -20^{\circ}\text{C}$ y la $T_M = 120^{\circ}\text{C}$, es decir, después de 5 series de ciclos de 48 horas cada serie. Tal como se ha indicado y únicamente al finalizar las series de 48 horas correspondientes a $T_M = 80^{\circ}\text{C}$; 100°C y 120°C , se habrá realizado una medición de las descargas parciales y será considerado válido si el nivel medido de las mismas es inferior a 5 pC.

5.2.4. Ensayo de cortocircuito

Este ensayo se realiza para verificar que la seguridad del personal propio, está garantizada. Una fuerte corriente de defecto no debe provocar manifestaciones exteriores importantes como explosión, proyección de trozos de varistores de ZnO, fuego, etc. Este ensayo se realiza sobre pararrayos de cada tipo, según su tensión de servicio. Dichos pararrayos estarán provistos de terminales de conexión. Con el fin de cebar el paso de corriente de defecto en los pararrayos sometidos a este ensayo, se cortocircuitará un tramo de su parte activa (conjunto de resistencias variables), con un hilo de cobre desnudo de diámetro aproximado 0.3 milímetros

Este hilo se enrollará sobre el conjunto de las parte activas lo más cerca posible de su superficie. Serán cortocircuitados, al menos, la mitad de los varistores. El montaje de los pararrayos para el ensayo será tal, que se reproduzcan las condiciones de instalación más severas y con una disposición del cable de alimentación que facilite el arco de la envolvente.

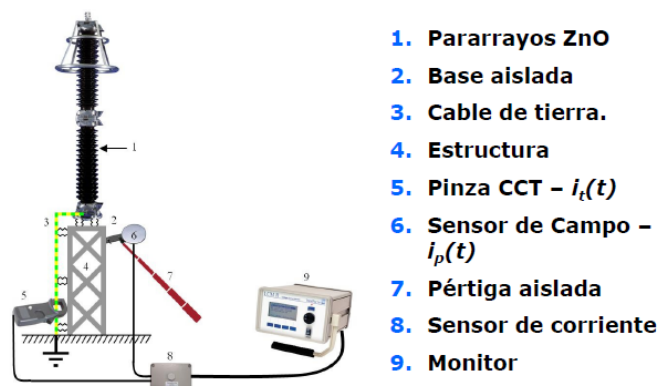
Los valores eficaces de las tensiones de vacío serán: 15, 21 y 33 kilovatios respectivamente en función del valor de la tensión asignada, U_r , de los tipos normalizados. Los valores eficaces de la corriente de cortocircuito

serán de 3, 6 y 12 kA. Los valores de tensiones e intensidades admiten una tolerancia de $\pm 5\%$. Se considerarán satisfactorios los ensayos si finalizado el ciclo de ensayo correspondiente, cada uno de los pararrayos ensayados permanece conectado y en cortocircuito. Así también los trozos de envolvente y de pastilla de ZnO proyectados, quedan confinados al interior del recinto cilíndrico metálico. Los materiales sintéticos utilizados en la fabricación del pararrayos deben autoextinguirse en el suelo en los 15 segundos posteriores a la finalización del ciclo, y no se desprende, por proyección, ningún trozo de envolvente ardiendo.

5.2.5. Medida de la corriente permanente de fuga

Este ensayo se deberá realizar sobre pararrayos de cada una de las tensiones máximas de servicio (12, 18 y 27 kV), y permite conocer el valor de cresta de la componente resistiva de la corriente, cuando la tensión máxima de servicio se aplica a los bornes del pararrayos.

Figura 54. **Medición de la corriente de fuga con compensación de tensión**



Fuente: DOBLE. TransiNor - Altae 2009. p. 10.

5.2.5.1. Puesta a tierra en pararrayos

En pararrayos autovalvulares, una de las particularidades es que poseen un dispositivo de eyección de la conexión de tierra. Cuando se avería un pararrayos a causa de una sobrecarga térmica, funciona el dispositivo de eyección, desconectando el cable de conexión a tierra y poniendo el pararrayos fuera de servicio, lo que evita un defecto línea - tierra en la red. Este dispositivo suprime el peligro de explosión del pararrayos y da la indicación de alarma a los equipos de monitoreo y telemetría. La conexión a tierra de los pararrayos debe tener una baja resistencia y baja impedancia de onda. Para mejorar el efecto de la conexión a tierra, esta debe unirse también con el sistema de tierras de la subestación que conecta todos los bastidores de los equipos en la subestación.

Para obtener un valor reducido de la resistencia de puesta a tierra pueden ser necesarias contraantenas. Cuando se instalan contadores de descargas, el pararrayos debe de aislarse de su superficie de apoyo, la cual normalmente está aterrizada. El contador se conecta entre la base aislada del pararrayos y tierra. No debe de realizarse pruebas a pararrayos sin conexión correcta a tierra ya que corre el peligro de explotar por saturación térmica.

5.2.6. Ensayo de verificación de la tensión residual con impulsos tipo rayo

El objeto de este ensayo es verificar que los valores de la tensión residual a la corriente nominal de descarga (10 kA, onda 8/20 μ s) y los valores de la tensión residual a la corriente de 40 kA, onda 8/20 μ s, correspondan a datos típicos. La onda de corriente utilizada es de la forma 8/20 μ s y los límites en el ajuste del equipo para la duración de los valores medios del frente estarán comprendidos entre 7 μ s y 9 μ s y para el semivalor de la cola entre 18 y 22 μ s. A

los pararrayos se le aplicará los valores de corriente de choque de 10 kA, I_j kA (valor que facilita el fabricante) y 40 kA, admitiéndose la tolerancia de + 10%.

Para cada valor de corriente de choque, se obtiene el valor máximo de tensión residual medida en bornes del pararrayos. El intervalo de tiempos entre dos descargas consecutivas, debe ser suficiente para que el pararrayos se enfríe a temperatura aproximadamente igual a la ambiente. Para obtener la tensión residual máxima garantizada correspondiente a cada una de las corrientes de choque, los valores de las tensiones residuales medidas en el pararrayos ensayado se corrigen, para tener en cuenta la dispersión en la fabricación, multiplicándolos por el coeficiente:

$$R = U_j/U_m$$

Donde:

U_j : Tensión residual máxima garantizada a la corriente de ensayo

I_j .Este dato lo facilita el fabricante

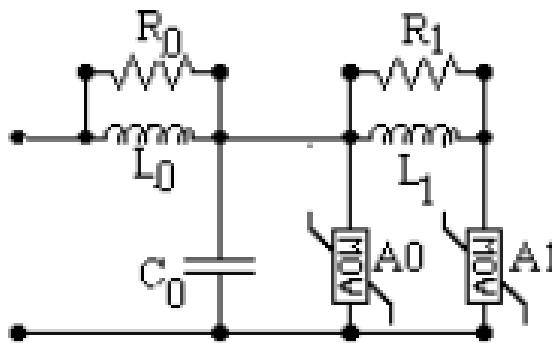
U_m : Valor de la tensión residual medida en el ensayo del pararrayos correspondiente a la corriente I_j .

Conocidos así los valores de las tensiones residuales máximas garantizadas correspondientes a las corrientes de choque de 10 kA y 40 kA el ensayo será satisfactorio si dichos valores se mantienen dentro de los límites que para dichas características se fijan.

5.2.7. Modelo dependiente de alta frecuencia

Este modelo, tal y como fue propuesto por IEEE es mostrado en la figura 55. Las dos resistencias no lineales A_0 y A_1 , están separadas por un filtro RL. Para descargas de corriente en pararrayos, con tiempos lentos de aumento, la influencia del filtro es despreciable. Así A_0 y A_1 están esencialmente en paralelo y caracterizan el comportamiento estático del pararrayos.

Figura 55. Circuito equivalente del modelo dependiente de alta frecuencia



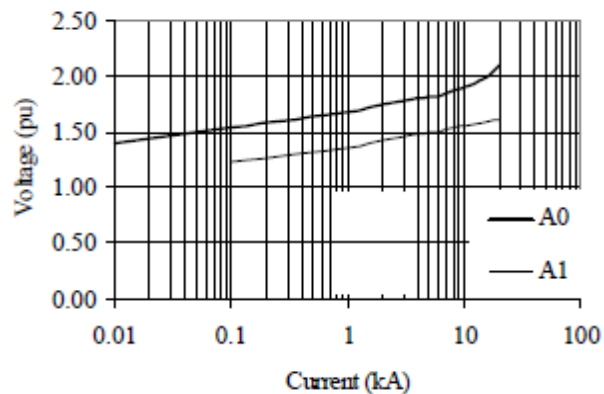
Fuente: FERNÁNDEZ, F. Metal-oxide surge arrester model for fast transient simulations. p. 2.

Para un súbito aumento de las corrientes de frente rápido, la impedancia del filtro se hace más significativa, la inductancia L_1 deriva más corriente no lineal a la rama de A_0 . Desde A_0 se tiene un voltaje más alto para una determinada corriente de A_1 , y el modelo genera un voltaje más alto entre sus terminales de entrada, lo que coincide con la dinámica características de los pararrayos de óxido metálico. Las curvas propuestas para A_0 y A_1 se muestran en la figura siguiente. Los valores por unidad se refieren al valor pico de la

tensión residual medida durante una prueba de descarga con 10 kA de corriente de impulso de rayo (8/20 microsegundos).

La inductancia L_0 representa la inductancia asociada con los campos magnéticos en la zona más inmediata al pararrayo. La resistencia R_0 se utiliza para evitar oscilaciones numéricas cuando se ejecuta el modelo en simulación digital. La capacitancia C_0 representa la capacitancia externa asociada a la altura del pararrayos. El parámetro L_1 tiene la mayor influencia en el resultado, sin embargo, esto sólo constituye un valor inicial, y L_1 debe ser ajustado por un procedimiento de prueba y error para que coincida con las tensiones residuales para corrientes de descarga de rayo indicadas en la ficha técnica del fabricante. Este modelo puede dar resultados satisfactorios para corrientes de descarga dentro de un rango de tiempos de $0.5\mu\text{s}$ a $45\mu\text{s}$ cresta.

Figura 56. **Curva de características no lineales de las resistencias A0, A1**

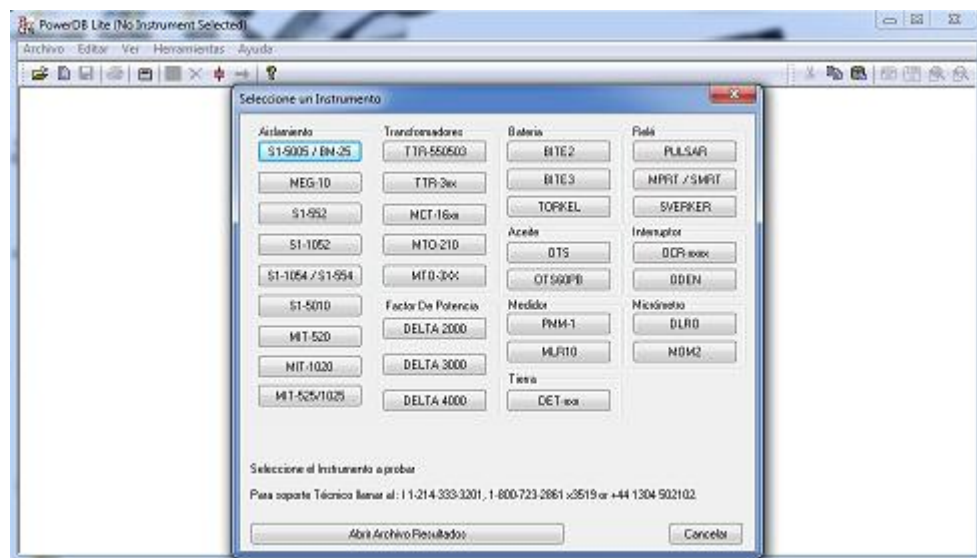


Fuente: FERNÁNDEZ, F. Metal-oxide surge arrester model for fast transient simulations, p. 2.

5.3. Software de mantenimiento en subestaciones PowerDB

Es un software utilizado para la recolección y representación de datos provenientes de las actividades de mantenimiento e inspección realizadas en los equipos primarios utilizados en generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. El software incluye interfaces para muchos instrumentos de prueba comunes y permite realizar pruebas automáticas y adquisición de datos.

Figura 57. Pantalla de inicio del software PowerDB 10 Lite



Fuente: ETCEE-INDE.

El programa ampliado de soporte de software PowerDB ofrece de forma gratuita una copia o descarga de cualquier nuevo software o actualización, así como un número de teléfono y una dirección de correo electrónico de consultoría que cubre el uso general del software. Las nuevas versiones incluyen distintas características, y controladores adicionales de instrumentos, la capacidad de importación de datos y variedad de formularios de prueba.

5.3.1. Instrumentos de prueba admitidos por el programa PowerDB

El software incluye funcionalidad integrada para la recopilación de los resultados de pruebas, de todos los instrumentos de prueba de marca Megger, y muchos otros fabricantes distintos. Esto incluye el control automático de muchos conjuntos de prueba y la captura de resultados de la prueba durante la realización de la misma. Dependiendo del instrumento, existe también la capacidad de descargar resultados desde la memoria del instrumento en uso. También puede importar una variedad de archivos que contengan resultados de pruebas de diferentes instrumentos.

5.3.2. PowerDB Lite

PowerDB Lite es una versión libre, que no requiere licencia de funcionamiento. Viene con muchos productos de precargados, que tienen un puerto de comunicaciones o almacenamiento en el dispositivo de memoria interna. Entre las características se incluye que es un *software* basado en Windows, el cual funciona bajo XP, Vista o Windows 7. Contiene una colección de formularios de prueba con una función de interfaz compatible para una amplia variedad de instrumentos.

Los archivos pueden ser abiertos en PowerDB avanzada o importados en PowerDB versión Pro. Se incluye en el software apartados para trabajar con equipos como relé, interruptor, reconectador, así como diferentes curvas para las pruebas en los equipos. Los resultados se almacenan en archivos individuales en la memoria de la computadora asociando los resultados de las pruebas con resultados históricos previamente registrados.

CONCLUSIONES

6. Exposición del tema de las distintas configuraciones de una subestación eléctrica y sus posibles diseños.
7. Definición las distintas pruebas realizadas a transformadores, puestas a tierra, interruptores de potencia y pararrayos, clasificándolas por importancia, frecuencia en la realización y relevancia, en cuanto a la obtención de resultados.
8. Se informó sobre los ensayos de análisis de respuesta por barrido de frecuencia, mediciones y diseño de sistemas de tierra con el uso de herramientas en alta frecuencia, los cuales son de tendencia actual.
9. Como resultado de la realización de investigación se definió: que la medición y análisis de los resultados de aislamiento, es fundamental; y un monitoreo constante indica si existe daño y que tan significativo es, para el funcionamiento libre de fallas de un equipo primario.
10. Para realizar el control y desarrollo de mantenimiento predictivo en subestaciones eléctricas se determinó que el software disponible en el mercado no es fácilmente accesible, estando limitado su uso a empresas o entidades con mayor poder adquisitivo.

RECOMENDACIONES

1. Profundizar en el tema de configuraciones de una subestación eléctrica, con el fin de conocer aplicaciones más específicas para cada necesidad y optimizar la funcionalidad de las mismas.
2. Las personas involucradas en mantenimiento, deben informarse en todo momento del surgimiento de nueva tecnología, ya que hay ensayos de carácter destructivo que pueden ser reemplazados por otro tipo de pruebas que no afecten los equipos primarios y arrojen resultados similares, o aún más relevantes sin sacrificar el aislamiento ni afectar los dispositivos a medir. Así también en el tema de control y desarrollo de mantenimiento predictivo por medio de software aplicado, que implica constante capacitación en el área a especializarse.
3. Prestar especial atención a los resultados obtenidos del monitoreo de aislamiento en todo equipo primario de subestación, dado que ello indica la gravedad del daño sufrido por un equipo y la vida restante que tiene. Debe tomarse en cuenta este parámetro para considerar el reemplazo de cualquier dispositivo y evitar interrupciones al servicio de energía.

BIBLIOGRAFÍA

1. ADKINS, Bernard. *Teoría general de las máquinas eléctricas*. México: URMI, 1967. 242 p.
2. Barrido de frecuencia [en línea].
<http://www.directindustry.es/prod/omicron-electronics/analizador-de-respuesta-en-frecuencia-de-barrido-13971-216937.html>.
[Consulta: 03 de marzo de 2012].
3. BRATU SERBAN, Neagu; CAMPERO LITTLEWOOD, Eduardo. *Instalaciones eléctricas. Conceptos básicos y diseño*. 2a ed. México: Alfaomega, 1994. 240 p.
4. CHAPMAN, Stephen. *Máquinas eléctricas*. 3a ed. México: McGraw-Hill, 1988. 665 p.
5. CHECA, Luis María. *Líneas de transporte de energía*. 3a. ed. Barcelona-México: Marcombo, 1988. 591 p.
6. Cromatografía de gases [en línea].
http://www.quiminet.com.mx/ar9/ar_%25E5%25DC%25AEp%251D%25EFV%251D.htm. [Consulta: 18 de agosto de 2012].
7. Cromatografía de gases en transformadores [en línea].
<http://www.termografia.com.mx/Pruebas-a-Transformadores.html>.
[Consulta: 28 de junio de 2012].

8. ESPINOSA Y LARA, Roberto. *Sistemas de distribución*. 2a ed. México: Limusa, 1996. 250 p.
9. *Fallas por efectos térmicos en subestaciones* [en línea]. <http://www.electricosinter.com/cms/Default.asp?Page=191>. [Consulta: 10 de mayo de 2011].
10. HARPER ENRIQUEZ, Gilberto. *El libro práctico de los generadores, transformadores y motores eléctricos*. Mexico: Limusa S.A., 2005. 253 p.
11. ————. *Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas*. México: Limusa S.A., 2006. 363 p.
12. INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN DE GUATEMALA. *Normas de construcción de electrificación rural*. Guatemala: INDE, 2001. 55 p.
13. KOSOW, Irving L. *Máquinas eléctricas y transformadores*. 2a ed. México: Prentice Hall, 1993. 704 p.
14. *Mantenimiento en subestaciones*. [en línea]. http://www.elprisma.com/apuntes/ingenieria_electrica_y_electronica/mantenimientosubestacioneolica/default4.asp. [Consulta: 12 de septiembre de 2012].
15. McPHERSON, George. *Introducción a máquinas eléctricas y transformadores*. 3a ed. México: Limusa, 1987. 547 p.

16. PEREZ, Amador. *Pruebas de equipo eléctrico, transformadores de distribución y potencia*. México: Limusa Noriega, 1981. 140 p.
17. *Revisión de cambiadores de taps*. [en línea]. http://www.syse.com.mx/cambiadores_taps.shtml. [Consulta: 11 de abril de 2011].