

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD**



**DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA PARA PRUEBAS  
DE ACEPTACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS DE  
ALTA TENSIÓN DE LA S/E BARBACOA I CON EQUIPOS DE  
MEDICIÓN OMICRON Y VANGUARD, CADAFE GTO**

**REALIZADO POR:**

**MADRIZ SOLANO JOSÉ MANUEL**

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARCIAL  
PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRICISTA**

**BARCELONA, MARZO 2010**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**  
**ESCUELA DE INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD**



**DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA PARA PRUEBAS  
DE ACEPTACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS DE  
ALTA TENSIÓN DE LA S/E BARBACOA I CON EQUIPOS DE  
MEDICIÓN OMICRON Y VANGUARD, CADAFE GTO**

**ASESORES:**

---

**ING. HERNÁN PARRA**  
**ASESOR ACADEMICO**

---

**ING. PERMINIO MALAVE**  
**ASESOR INDUSTRIAL**

**BARCELONA, MARZO 2010**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**  
**ESCUELA DE INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD**



**DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA PARA PRUEBAS  
DE ACEPTACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS DE  
ALTA TENSIÓN DE LA S/E BARBACOA I CON EQUIPOS DE  
MEDICIÓN OMICRON Y VANGUARD, CADAFE GTO**

**JURADO CALIFICADOR:**

El jurado calificador hace constar que asignó a esta tesis la calificación de:

---

**ING. HERNÁN PARRA**  
**ASESOR ACADÉMICO**

---

**ING. PEDRO RODRIGUEZ**  
**JURADO PRINCIPAL**

---

**ING. DANIEL VELASQUEZ**  
**JURADO PRINCIPAL**

**BARCELONA, MARZO 2010**

## RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 44 del Reglamento de Trabajo de Grado.

*“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad y sólo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo quien lo participará al Consejo Universitario”.*

## **DEDICATORIA**

A Dios Todopoderoso.

A mis padres Virgilio Ramón Madriz Vilera y Lilia Solano.

A mis hermanos Maria del Carmen, Liliana Teresa, Lilian del Valle, Juan José y Maria Teresa.

A mis sobrinos Daniela, Lideily, José Ángel, Edgar, Karla, Leidys, Carlos, Liliana y a la memoria de mis sobrinos Juan José y Thomas.

A mi amigo Joseph y a la sra. Almeida.

A mi novia Maria Alejandra.

A mis amigos Eduardo, Mariano, Manuel y Jorge.

## AGRADECIMIENTO

A Dios Todopoderoso por darme la oportunidad de lograr mis metas y compartirlas con mis seres queridos.

A mi padre Virgilio Ramón Madriz, por enseñarme que las cosas en la vida se ganan trabajando sin perjudicar a nadie, por brindarme la posibilidad de formarme académicamente, por la confianza depositada en mí y por todo el cariño y el apoyo incondicional que me regala y me demuestra. Gracias Viejo.

A mi madre Lilia Solano, por su amor, su apoyo incondicional, por la formación y los valores enseñados y sobre todo por ser mi madre. Gracias “Doña Dilia” Te amo.

A mi hermana Liliana, por todo el cariño, la confianza, el apoyo y la ayuda que me has brindado. Gracias Hermana.

A mis hermanos Del Valle, Maria del Carmen, Maria Teresa “Mami” y Juan por el apoyo que siempre que me dan.

A mis sobrinos Daniela, Lideily, José Ángel, Edgar, Karla, Leidys, Carlos y Lilianita, gracias por el apoyo y que este logro sea ejemplo para ustedes.

A mi cuñado y padrino Edgar Torrealba, gracias por sus consejos y su colaboración.

A mis amigos Manuel Alejandro, Mariano, Jorge por la amistad, la hermandad y los momentos que compartimos durante la carrera universitaria y de forma especial

a mi gran amigo y hermano Eduardo, gracias viejo porque me brindaste tu ayuda cuando más lo necesite.

A mi novia Maria Alejandra, gracias amor porque desde que te conocí me has querido y ayudado como nunca, quiero que sepas que tienes un lugar grande en mi corazón, te adoro y te valoro muchísimo. Te amo.

A mis amistades, Ghazi, Alberto, Dos Santos, Pedro Zabala, Lucio, Josué, Jesaias, El llanero, Ronald, Carlos “Pan”, Pedro, Daniel, Sebastián y Robert.

Al señor Posidio “Zapatero” Hernández por su ayuda y su colaboración.

A la ilustre Universidad de Oriente, institución donde realice mi formación académica y sobre todo al Departamento de Electricidad.

A los profesores Santiago Escalante, Verena Mercado, Melquíades Bermúdez, Margarita Heraoui, Pedro López y demás profesores que integran el departamento, por los conocimientos impartidos durante mi formación en la universidad y en especial al profesor Hernán Parra por su colaboración prestada como Asesor Académico.

A la empresa CADAFE, específicamente a la División de Transmisión por permitirme realizar mi pasantía en sus instalaciones.

A los compañeros y amigos de la empresa CADADE, Freddy Dunn, Alejandro, Javier, Juan, Cesar, Marcos, Pedro y al Ing. Perminio Malave por sus consejos y su colaboración como Asesor Industrial.

Gracias a Todos...

## **RESUMEN**

Las pruebas son un conjunto de actividades que permiten comprobar y verificar el correcto montaje y funcionalidad de los equipos y sistemas de una subestación o sistema eléctrico de acuerdo con las especificaciones técnicas, los diseños de detalle y las condiciones operativas definidas, no obstante para cumplir con estas actividades es importante contar con equipos de mediciones que posean aplicaciones con la cual se puedan concretar. CADAFE recientemente pone a su disposición equipos de medición Vanguard y Omicrón para la elaboración de las pruebas como parte del mantenimiento que realizan en sus instalaciones eléctricas, específicamente en la S/E Barbacoa I. Sin embargo se dificulta la manipulación de los mismos al no contar con algún instrumento que sirva de guía para el personal, es por ello que surge la necesidad de desarrollar la metodología para pruebas de aceptación y mantenimiento de los equipos de alta tensión de la subestación Barbacoa I empleando los equipos de medición Vanguard y Omicrón, apoyada además en normas y estándares nacionales e internacionales con el fin de garantizar la efectividad de las pruebas.



## ÍNDICE

RESOLUCIÓN .....	iv
DEDICATORIA .....	v
AGRADECIMIENTO .....	vi
RESUMEN.....	viii
ÍNDICE .....	ix
LISTA DE TABLAS .....	xxi
LISTA DE FIGURAS.....	xxiii
CAPITULO I: .....	xxvi
DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA Y DEL PROBLEMA.....	xxvi
1.1 RESEÑA HISTORICA DE LA EMPRESA.....	xxvi
1.2 ESTRUCTURA ORGANIZATIVA DE GERENCIA DE TRANSMISIÓN ORIENTE GTO, CADAFE. ....	28
1.2.1 Gerente General.....	28
1.2.2 Unidad de Sistemas .....	28
1.2.3 Secretaria Ejecutiva.....	28
1.2.4 Asesoría Jurídica.....	28
1.2.5 División de Generación .....	29
1.2.6 División de Transmisión.....	29
1.2.7 División Administrativa .....	29
1.2.8 Contraloría Interna.....	29
1.2.9 Unidad de Obras y Proyectos .....	30
1.2.11 División de Relaciones Industriales.....	30
1.2.12 Funciones de la División de Transmisión GTO.....	30
1.2.12.1 Unidad de Mantenimiento.....	31
1.2.12.2 Unidad de Operaciones.....	31
1.2.12.3 Zonas de Transmisión.....	32

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	32
1.4 OBJETIVOS .....	33
1.4.1 Objetivo General.....	34
1.4.2 Objetivos Específicos .....	34
CAPÍTULO II: .....	36
MARCO TEÓRICO.....	36
2.1 ANTECEDENTES.....	36
2.2 FUNDAMENTOS TEORICOS .....	36
2.2.1 Subestación Eléctrica.....	36
2.2.2 Subestación Radial .....	37
2.2.3 Subestación Nodal .....	37
2.2.4 Barra .....	37
2.2.5 Barra Tendida .....	37
2.2.6 Barra Soportada .....	38
2.2.7 Tramo.....	38
2.2.8 Tramo de Generación .....	38
2.2.9 Tramo de Transformación .....	38
2.2.10 Tramo de Salida de Línea .....	39
2.2.11 Tramo de Acople y/o Seccionamiento de Barra .....	39
2.2.12 Tramo de Transferencia .....	39
2.2.14 Tramo de Compensación.....	39
2.2.15 Aislantes.....	39
2.2.16 Clasificación de los Aislantes .....	40
2.2.16.1 Aislantes Líquidos.....	40
2.2.16.2 Aislantes Sólidos.....	41
2.2.16.3 Aislantes Gaseosos.....	41
2.2.17 Equipos de Potencia.....	42
2.2.17.1 Transformador de Potencia .....	42

2.2.17.2 Componentes Básicos del Transformador de Potencia.....	44
2.2.17.2.1 Parte Activa.....	44
2.2.17.2.2 Tanque Principal y Cubierta Superior.....	45
2.2.17.2.3 Conexiones Externas.....	45
2.2.17.2.4 Sistema de Enfriamiento.....	45
2.2.17.2.5 Sistema de Expansión.....	46
2.2.17.2.6 Sistema de Regulación.....	46
2.2.17.3 Clasificación de los Transformadores de Potencia.....	47
2.2.17.3.1 Por su tipo de aislante.....	47
2.2.17.3.2 Por su aspecto constructivo.....	47
2.2.17.3.3 Autotransformador.....	47
2.2.17.4 Equipos de Maniobra.....	49
2.2.17.5 Seccionador de Potencia.....	49
2.2.17.5.1 Componentes de un Seccionador de Potencia.....	50
2.2.17.5.2 Clasificación de los Seccionadores de Potencia.....	50
2.2.17.5.3 Tipo de Mando de los Seccionadores.....	51
2.2.17.6 Interruptor de Potencia o Disyuntor.....	51
2.2.17.6.1 Componentes de un Interruptor de Potencia.....	52
2.2.17.6.2 Clasificación de los Interruptores de Potencia.....	53
2.2.17.7 Pararrayo.....	55
2.2.17.7.1 Componentes de un Pararrayo.....	57
2.2.17.8 Transformadores de Medida.....	57
2.2.17.8.1 Transformador de Corriente.....	57
2.2.17.8.2 Transformador de Tensión.....	59
2.2.17.9 Pruebas Eléctricas.....	61
2.2.17.9.1 Tipos de Pruebas Eléctricas.....	61
CAPITULO III:.....	64

RECOPIACION DE PRUEBAS REQUERIDAS PARA ACEPTACIÓN Y MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE ALTA TENSIÓN.....	64
3.1 Pruebas Eléctricas que se realizan a Transformadores de Potencia o Autotransformadores.....	64
3.1.1 Medición de la Resistencia de Aislamiento DC.....	64
3.1.1.1 Descripción .....	65
3.1.1.2 Normas de Referencia.....	66
3.1.2 Medición del Índice de Polarización e Índice de Absorción.....	66
3.1.2.1 Descripción .....	66
3.1.2.2 Normas de Referencia.....	68
3.1.3 Medición de la Relación de Transformación .....	68
3.1.3.1 Descripción .....	68
3.1.3.2 Normas de Referencia.....	70
3.1.4 Medición de la Corriente de Excitación.....	70
3.1.4.1 Descripción .....	71
3.1.4.2 Normas de Referencia.....	72
3.1.5 Medición de la Resistencia Ohmica de los Devanados.....	72
3.1.5.1 Descripción .....	72
3.1.5.2 Normas de Referencia.....	73
3.1.6 Medición de la Capacitancia y Factor de Potencia del Aislamiento.....	73
3.1.6.1 Descripción .....	73
3.1.6.2 Normas de Referencia.....	75
3.1.7 Prueba de Collar Caliente.....	75
3.1.7.1 Descripción .....	75
3.1.7.2 Normas de Referencia.....	76
3.1.8 Prueba al Aceite Aislante del Transformador o Autotransformador .....	76
3.1.8.1 Descripción .....	76
3.1.8.2 Normas de Referencia.....	80

3.2 Pruebas Eléctricas que se realizan a Disyuntores o Interruptores de Potencia .....	82
3.2.1 Medición de la Resistencia de Aislamiento DC, Índice de Polarización e Índice de Absorción .....	82
3.2.1.1 Descripción .....	82
3.2.1.2 Normas de Referencia .....	83
3.2.2 Medición de la Resistencia de Contacto .....	83
3.2.2.1 Descripción .....	84
3.2.2.2 Normas de Referencia .....	85
3.2.3 Medición de la Capacitancia y Factor de Potencia del Aislamiento .....	85
3.2.3.1 Descripción .....	85
3.2.3.2 Normas de Referencia .....	86
3.2.4 Medición de los Tiempos de Operación.....	86
3.2.4.1 Descripción .....	86
3.2.4.2 Normas de Referencia .....	88
3.3 Pruebas Eléctricas que se realizan a Seccionador de Potencia .....	88
3.3.1 Medición de la Resistencia de Aislamiento DC.....	88
3.3.1.1 Descripción .....	88
3.3.1.2 Normas de Referencia .....	88
3.3.2 Medición de la Capacitancia y Factor de Potencia del Aislamiento .....	89
3.3.2.1 Descripción .....	89
3.3.2.2 Normas de Referencia .....	89
3.3.3 Medición de la Resistencia de Contacto .....	89
3.3.3.1 Descripción .....	89
3.3.3.2 Normas de Referencia .....	90
3.3.4 Medición de los Tiempos de Operación.....	90
3.3.4.1 Descripción .....	90
3.3.4.2 Normas de Referencia .....	90
3.3.5 Pruebas de Simultaneidad .....	91

3.3.5.1 Descripción .....	91
3.3.5.2 Normas de Referencia .....	91
3.4 Pruebas Eléctricas que se realizan a los Transformadores de Potencial y de Intensidad	91
3.4.1 Medición de la Resistencia de Aislamiento e Índice de Polarización.....	92
3.4.1.1 Descripción .....	92
3.4.1.2 Normas de Referencia .....	92
3.4.2 Medición de Relación de Transformación .....	92
3.4.2.1 Descripción .....	92
3.4.2.2 Normas de Referencia .....	93
3.4.3 Medición de la Capacitancia y Factor de Potencia del Aislamiento .....	93
3.4.3.1 Descripción .....	93
3.4.4 Medición de los VA de la Carga .....	93
3.4.4.1 Descripción .....	94
3.4.4.2 Normas de Referencia .....	94
3.4.5 Medición de la Corriente de Excitación.....	94
3.4.5.1 Descripción .....	94
3.4.5.2 Normas de Referencia .....	94
3.5 Pruebas que se realizan al Descargador o Pararrayo.....	94
3.5.1 Medición de la Resistencia de Aislamiento .....	95
3.5.1.1 Descripción .....	95
3.5.2 Medición de la Corriente de Fuga.....	95
3.5.2.1 Descripción .....	95
3.5.2.2 Normas de Referencia .....	95
CAPITULO IV:.....	96
DESCRIBIR EL PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS DE MEDICION VANGUARD Y OMICRON .....	96
4.1 Equipo de Medición Omicrón CPC – 100 .....	96

4.1.1 Aplicaciones del Omicrón CPC – 100 .....	96
4.1.2 Transformador de Corriente (TC) .....	97
4.1.3 Transformador de Tensión .....	98
4.1.4 Transformador de Potencia .....	98
4.1.5 Resistencia .....	99
4.1.6 Principio de Funcionamiento del CPC – 100.....	99
4.1.7 Características y Componentes del CPC – 100.....	100
4.2 Equipo de Medición Omicrón CP – TD1.....	105
4.2.1 Aplicaciones del CP – TD1 .....	106
4.2.2 Medidas con Seguridad UST y GST del CP – TD1.....	106
4.2.3 Principio de Funcionamiento del CP – TD1 .....	107
4.2.4 Características y Componentes del CP – TD1 .....	109
4.3 Equipo de Medición Vanguard CT – 6500/S2.....	111
4.3.1 Principio de Funcionamiento del CT – 6500/S2.....	112
4.3.2 Características y Componentes del CT – 6500/S2.....	112
4.4 Equipo de Medición Vanguard ATRT – 03/S2 .....	115
4.4.1 Principio de Funcionamiento del ATRT – 03/S2.....	116
4.4.2 Características y Componentes del ATRT – 03/S2.....	117
4.5 Equipo de Medición Vanguard ATO – 400 .....	119
4.5.1 Principio de Funcionamiento del ATO – 400 .....	120
4.5.2 Características y Componentes del Equipo ATO – 400.....	120
4.6 Selección de las Pruebas Requeridas para la Aceptación y Mantenimiento de los Equipos de Alta Tensión. ....	122
4.6.1 Transformadores de Potencia.....	123
4.6.2 Interruptores de Potencia.....	124
4.6.3 Seccionadores de Potencia. ....	124
4.6.4 Transformadores de Intensidad.....	124
4.6.5 Transformadores de Potencial.....	125
4.6.6 Descargadores o Pararrayos .....	125

CAPÍTULO V:.....	126
DESARROLLO DE LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA UTILIZACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PRUEBA VANGUARD Y OMICRON EN LOS EQUIPOS DE ALTA TENSIÓN.....	126
5.1 Procedimientos para la utilización de los equipos Vanguard y Omicrón en Transformadores de Potencia o Autotransformadores.....	126
5.1.1 Objetivo.....	126
5.1.2 Materiales y Herramientas .....	126
5.1.3 Recursos Humanos.....	127
5.1.4 Medidas de Seguridad.....	128
5.2 Pruebas Eléctricas a Transformadores o Autotransformadores .....	129
5.2.1 Medición de la Capacitancia y Factor de Potencia del Aislamiento.....	129
5.3 Medición con el Equipo Omicrón CPC – 100 y CP – TD1. ....	131
5.3.1 Medida de la Capacitancia y Factor de Potencia de Aislamiento Devanado – Devanado y Devanado – Masa.....	134
5.3.2 Medida de la Capacitancia y Factor de Potencia de los Bushings con Toma de Prueba.....	136
5.3.3 Criterio de Aceptación .....	137
5.4 Medición de la Corriente de Excitación.....	138
5.4.1 Medición con el Equipo Omicrón CPC – 100 y CP – TD1 .....	139
5.4.1.1 Transformadores conectados en Delta .....	140
5.4.1.2 Transformadores conectados en Estrella.....	141
5.4.2 Criterio de Aceptación .....	142
5.5 Medición de la Relación de Transformación del Transformador .....	142
5.5.1 Medición con el Equipo Vanguard ATRT – 03/S2.....	144
5.5.2 Medición con el Equipo Omicrón CPC – 100. ....	147
5.5.3 Criterio de Aceptación. ....	149
5.6 Medición de la Resistencia Ohmica de los Devanados.....	149



5.6.1 Medición con el Omicrón CPC – 100.....	150
5.6.2 Criterio de Aceptación .....	153
5.7 Procedimientos para la utilización de los equipos Vanguard y Omicrón en Interruptores de Potencia.....	153
5.7.1 Objetivo.....	153
5.7.2 Materiales y Herramientas .....	154
5.7.3 Recursos Humanos.....	155
5.7.4 Medidas de Seguridad.....	155
5.7.5 Condiciones Generales para Pruebas a Interruptores.....	156
5.8 Pruebas Eléctricas a Interruptores de Potencia. ....	156
5.8.1 Medición de la Capacitancia y Factor de Potencia del Aislamiento.....	156
5.8.2 Medición con el Equipo CPC – 100 y CP – TD1. ....	157
5.8.3 Criterio de Aceptación .....	157
5.8.4 Medición de la Resistencia de Contacto. ....	158
5.8.4.1 Medición con el Equipo Vanguard ATO – 400 .....	158
5.8.4.2 Medición con el Equipo Omicrón CPC – 100. ....	160
5.8.4.3 Criterio de Aceptación .....	162
5.8.5 Medición de los Tiempos de Operación.....	162
5.8.5.1 Medición con el Equipo Vanguard CT – 6500 .....	162
5.8.5.2 Criterio de Aceptación. ....	167
5.9 Procedimientos para la utilización de los equipos Vanguard y Omicrón en Seccionadores de Potencia.....	168
5.9.1 Objetivo.....	168
5.9.2 Materiales y Herramientas .....	168
5.9.3 Recursos Humanos.....	169
5.9.4 Medidas de Seguridad.....	169
5.9.5 Condiciones Generales para Pruebas a Seccionadores .....	169
5.10 Pruebas Eléctricas a Seccionadores de Potencia. ....	170

5.10.1 Medición de la Resistencia de Contacto .....	170
5.10.1.1 Medición con el Equipo Vanguard ATO – 400 .....	170
5.10.1.2 Medición con el Equipo Omicrón CPC – 100 .....	171
5.10.1.3 Criterio de Aceptación .....	171
5.11 Medición de los Tiempos de Operación.....	172
5.11.1 Medición con el Equipo Vanguard CT – 6500 .....	172
5.11.2 Criterio de Aceptación .....	173
5.12 Procedimientos para la utilización de los equipos Vanguard y Omicrón en Transformadores de Intensidad.....	173
5.12.1 Objetivo.....	173
5.12.2 Materiales y Herramientas .....	173
5.12.3 Recursos Humanos.....	174
5.12.4 Medidas de Seguridad.....	174
5.12.5 Condiciones Generales para Pruebas a Interruptores de Intensidad. ....	175
5.13 Pruebas Eléctricas a Transformadores de Intensidad.....	175
5.13.1 Medición de la Capacitancia y Factor de Potencia .....	175
5.13.1.1 Medición con el Equipo CPC – 100 y CP – TD1 .....	176
5.13.1.2 Criterio de Aceptación .....	177
5.13.2 Medición de la Relación de Transformación .....	177
5.13.2.1 Medición con el Equipo CPC – 100.....	178
5.13.2.2 Criterio de Aceptación .....	179
5.13.3 Medición de los VA de la Carga (Burden).....	180
5.13.3.1 Medición con el Equipo CPC - 100 .....	180
5.13.3.2 Criterio de Aceptación .....	182
5.13.4 Medición de la Curva de Excitación .....	182
5.13.4.1 Medición con el Equipo CPC – 100.....	182
5.13.4.2 Criterio de Aceptación .....	183

5.14 Procedimientos para la utilización de los equipos Vanguard y Omicrón en Transformadores de Potencial.....	184
5.14.1 Objetivo.....	184
5.14.2 Materiales y Herramientas .....	184
5.14.3 Recursos Humanos.....	185
5.14.4 Medidas de Seguridad.....	185
5.14.5 Condiciones Generales para Pruebas a Transformadores de Potencial. ....	186
5.15 Pruebas Eléctricas a Interruptores de Potencial. ....	186
5.15.1 Medición de la Capacitancia y Factor de Potencia .....	186
5.15.1.1 Medición con el Equipo CPC – 100 y CP – TD1 .....	187
5.15.1.2 Criterio de Aceptación .....	187
5.15.2 Medición de la Relación de Transformación .....	188
5.15.2.1 Medición con el Equipo CPC – 100.....	188
5.15.2.2 Criterio de Aceptación .....	189
5.15.3 Medición de los VA de la Carga (Burden).....	190
5.15.3.1 Medición con el Equipo CPC – 100.....	190
5.15.3.2 Criterio de Aceptación .....	191
5.16 Procedimientos para la utilización de los equipos Vanguard y Omicrón en Pararrayos o Descargadores. ....	192
5.16.1 Objetivo.....	192
5.16.2 Materiales y Herramientas .....	192
5.16.3 Recursos Humanos.....	193
5.16.4 Medidas de Seguridad.....	193
5.16.5 Condiciones Generales para Pruebas a Transformadores de Potencial. ....	193
5.17 Pruebas Eléctricas a Pararrayos. ....	194
5.17.1 Medición de la Capacitancia y Factor de Potencia. ....	194
5.17.1.1 Medición con el Equipo CPC – 100 y CP – TD1. ....	195
5.17.1.2 Criterio de Aceptación. ....	196

CAPITULO VI:.....	198
COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE PRUEBAS ANTERIORES CON LOS OBTENIDOS MEDIANTE LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN VANGUARD Y OMICRON.....	198
6.1 Comparación de Resultados Obtenidos de la Capacitancia y Factor de Potencia al Aislamiento del Autotransformador Nro 2. ....	198
6.2 Comparación de Medidas Efectuadas de Corriente de Excitación del Autotransformador Nro 2.....	201
6.3 Comparación de Resultados Obtenidos de Relación de Transformación del Autotransformador Nro 2.....	204
6.4 Comparación de Resultados Obtenidos de los Tiempos de Operación del Interruptor H 280.....	206
6.5 Comparación de Resultados Obtenidos de la Resistencia del Contacto del Interruptor H 280.....	208
CAPITULO VII: .....	211
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	211
7.1 CONCLUSIONES .....	211
7.2 RECOMENDACIONES .....	212
BIBLIOGRAFIA CITADA .....	214
BIBLIOGRAFIA ADICIONAL .....	216
ANEXOS .....	217
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:.....	248

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 2.1 Relación entre Tensiones Nominales y Tipos de Interruptores</b>	56
<b>Tabla 3.1 Voltaje mínimo DC para medir la resistencia de aislamiento</b>	67
<b>Tabla 3.2 Expresiones para el cálculo de la relación de transformación</b>	70
<b>Tabla 3.3 Límites Sugeridos para los Líquidos Aislantes</b>	82
<b>Tabla 4.1 Parámetros para los valores de corriente</b>	103
<b>Tabla 4.2 Parámetros para los valores de tensión</b>	103
<b>Tabla 4.3 Precisión de mediciones internas</b>	103
<b>Tabla 4.4 Entradas de medida</b>	104
<b>Tabla 4.5 Salida de Tensión del CP TD</b>	111
<b>Tabla 4.6 Medición Tensión/Corriente</b>	111
<b>Tabla 4.7 Capacidad de Medición de Capacitancia del CP TD1</b>	111
<b>Tabla 4.8 Capacidad de Medición de Factor de Disipación del CP TD1</b>	111
<b>Tabla 4.9 Capacidad de Medición de Factor de Potencia del CP TD1</b>	112
<b>Tabla 5.1 Distancia Mínima de Seguridad por Nivel de Tensión</b>	129
<b>Tabla 5.2 Pruebas para Medida de Capacitancias y Factor de Potencia para Transformador de 2 Devanados</b>	135
<b>Tabla 5.3 Pruebas para Medida de Capacitancias y Factor de Potencia para Transformador de 3 Devanados</b>	136
<b>Tabla 5.4 Pruebas para Medida de Capacitancias y Factor de Potencia para Autotransformador</b>	136
<b>Tabla 5.5 Pruebas para Medida de Capacitancias y Factor de Potencia para Bushings con Toma</b>	137
<b>Tabla 5.6 Criterio para el Factor de Potencia del Aislamiento</b>	138
<b>Tabla 5.7 Criterio para los Valores de Capacitancias del Aislamiento</b>	139
<b>Tabla 5.8 Medidas para la Corriente de Excitación para un Tx en Delta</b>	142
<b>Tabla 5.9 Medidas para la Corriente de Excitación para un Tx en Estrella</b>	146
<b>Tabla 5.10 Nomenclatura para la identificación de los Bushings de acuerdo a las normas</b>	158
<b>Tabla 5.11 Medidas para Capacitancia y FP en Interruptores con Aceite.</b>	159
<b>Tabla 5.12 Valores de Referenciales de Pérdida en Interruptores</b>	168
<b>Tabla 5.13 Valores de Tiempo Máximo para Apertura, Cierre y Simultaneidad</b>	178
<b>Tabla 5.14 Procedimiento para la Medida de Capacitancia y FP en un TC</b>	188
<b>Tabla 5.15 Procedimiento para la Medida de Capacitancia y FP en un TP</b>	196
<b>Tabla 5.16 Método para Medición del Aislamiento en Pararrayos de 1 Unidad</b>	197
<b>Tabla 5.17 Método para Medición del Aislamiento en Pararrayos de 2 Unidad</b>	197

<b>Tabla 5.18 Método para Medición del Aislamiento en Pararrayos de 3 Unidad</b>	<b>198</b>
--	------------

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.1 Organigrama de la División de Transmisión de la Gerencia de Transmisión Oriente GTO</b>	36
<b>Figura 2.1 Transformador de Potencia</b>	43
<b>Figura 2.2 Circuito Equivalente del Transformador</b>	45
<b>Figura 2.3 Autotransformador</b>	49
<b>Figura 2.4 Seccionador de Potencia</b>	50
<b>Figura 2.5 Disyuntores de Potencia</b>	54
<b>Figura 2.6 Botella de Vacío</b>	55
<b>Figura 2.7 Pararrayo o Descargador</b>	57
<b>Figura 2.8 Transformador de Corriente</b>	59
<b>Figura 2.9 Transformador de Tensión</b>	61
<b>Figura 3.1 Representación Física del Aislamiento</b>	75
<b>Figura 3.2 Esquema para Prueba de Collar Caliente</b>	77
<b>Figura 3.3 Representación para la Medición de la Resistencia de Contacto</b>	85
<b>Figura 3.4 Representación Grafica de los Tiempos de Operación del Disyuntor</b>	88
<b>Figura 4.1 CPC-100 Parte Frontal</b>	105
<b>Figura 4.2 CPC-100 Lateral Derecho</b>	105
<b>Figura 4.3 CPC-100 Lateral Izquierdo</b>	106
<b>Figura 4.4 Circuito equivalente Puente de Schering.</b>	109
<b>Figura 4.5 Vista del Panel Frontal del CT – 6500/S2</b>	116
<b>Figura 4.6 Vista del Panel Frontal del ATRT – 03/S2</b>	120
<b>Figura 4.7 Vista del Panel Frontal del ATO – 400</b>	123
<b>Figura 5.1 Modelo Dieléctrico Transformador de 2 Devanados.</b>	130
<b>Figura 5.2 Modelo Dieléctrico Transformador de 3 Devanados.</b>	130
<b>Figura 5.3 Modelo Dieléctrico Auto Transformador.</b>	131
<b>Figura 5.4 Conexión entre CPC – 100 y CP – TD1 para medida del Aislamiento.</b>	133
<b>Figura 5.5 Tarjeta de Prueba Tan Delta.</b>	134
<b>Figura 5.6 Modelo Dieléctrico Bushing con Toma</b>	137
<b>Figura 5.7 Conexión para la Medida de la Corriente de Excitación en un Transformador en Delta</b>	141
<b>Figura 5.8 Conexión para la Medida de la Corriente de Excitación en un Transformador en Estrella</b>	142
<b>Figura 5.9 Conexiones de los Cables al Panel Frontal del Equipo.</b>	145
<b>Figura 5.10 Impresión de resultados de Relación de Transformación con el ATRT – 03</b>	147
<b>Figura 5.11 Pantalla del CPC – 100 para Medición de Relación de</b>	148

<b>Transformación</b>	
<b>Figura 5.12</b> Conexión del CPC – 100 para Medición de Relación de Transformación con configuración Yy0	149
<b>Figura 5.13</b> Conexión del CPC – 100 para Medición de Relación de Transformación con configuración Yd5	149
<b>Figura 5.14</b> Pantalla del CPC – 100 para Medición de Resistencia de los Devanados con Cambiador de Tomas.	151
<b>Figura 5.15</b> Conexión del CPC – 100 para Medición de Resistencia de los Devanados con Cambiador de Tomas conectado en Estrella.	152
<b>Figura 5.16</b> Conexión del CPC – 100 para Medición de Resistencia de los Devanados con Cambiador de Tomas conectado en Delta.	152
<b>Figura 5.17</b> Modelo Dieléctrico de Interruptor de Potencia Tipo “I”	160
<b>Figura 5.18</b> Conexión del ATO – 400 al Interruptor de Potencia	162
<b>Figura 5.19</b> Conexión del CPC - 100 al Interruptor de Potencia	162
<b>Figura 5.20</b> Panel Frontal del CPC – 100 para la Medida de Resistencia de Contacto con la Tarjeta de Prueba Resistencia.	164
<b>Figura 5.21</b> Conexión del CT – 6500 con el Interruptor de Potencia.	166
<b>Figura 5.22</b> Ejemplo de Impresión Tabulada de una Operación de CERRADO	168
<b>Figura 5.23</b> Grafica de Accionamiento de los Polos de un Interruptor para la Operación Abierto.	171
<b>Figura 5.24</b> Diagrama de Conexión del ATO – 400 para la Medición de la Resistencia de Contacto en un Seccionador.	172
<b>Figura 5.25</b> Diagrama de Conexión del CPC – 100 en un Seccionador	173
<b>Figura 5.26</b> Diagrama de Conexión del CT – 6500 en un Seccionador.	177
<b>Figura 5.27</b> Modelo Dieléctrico de TC	177
<b>Figura 5.28</b> Conexión para Medición de la Capacitancia y FP en un TC.	179
<b>Figura 5.29</b> Conexión para Medición de la Relación de Transformación en un TC	180
<b>Figura 5.30</b> Pantalla del CPC – 100 para la Relación de Transformación TCs	182
<b>Figura 5.31</b> Conexión para Medición de los VA (Burden) en un TC.	182
<b>Figura 5.32</b> Pantalla del CPC -100 con Tarjeta de Prueba “Carga TC”.	183
<b>Figura 5.32</b> Conexión para Medir Curva de Magnetización en un TC.	184
<b>Figura 5.33</b> Pantalla del CPC – 100 para Curva de Excitación en un TC.	187
<b>Figura 5.34</b> Modelo Dieléctrico de un Transformador de Potencial.	189
<b>Figura 5.35</b> Conexión del CPC – 100 para la Medición de la Relación.	190
<b>Figura 5.36</b> Tarjeta de Prueba del CPC – 100 para la Medición de la Relación.	191
<b>Figura 5.37</b> Conexión del CPC – 100 para la Medición de los VA.	192
<b>Figura 5.38</b> Tarjeta de Prueba del CPC – 100 para la Medición de los VA.	195



<b>Figura 5.39. Modelo Dieléctrico para Pararrayos de 1, 2 y 3 Unidades.</b>	200
<b>Figura 6.1 Resultados del Aislamiento del Autotransformador nro. 2 empleando el Doble M4000</b>	201
<b>Figura 6.2 Resultados del Aislamiento del Autotransformador nro. 2 empleando el Doble M2H</b>	202
<b>Figura 6.3 Resultados del Aislamiento del Autotransformador II empleando el CPC – 100 y CP – TD1.</b>	203
<b>Figura 6.4 Resultados de la Corriente del Excitación del Autotransformador nro 2 empleando el Doble M4000</b>	204
<b>Figura 6.5 Resultados de la Corriente del Excitación del Autotransformador Nro 2 empleando el CPC – 100.</b>	205
<b>Figura 6.6 Resultados de Relación de Transformación del Autotransformador Nro 2 empleando el Megger TTR 550005.</b>	206
<b>Figura 6.7 Resultados de Relación de Transformación del Autotransformador Nro 2 empleando el Vanguard ATRT – 03/S2.</b>	207
<b>Figura 6.8 Medición de los Tiempos de Operación del Interruptor H – 280 empleando el TM – 1600.</b>	208
<b>Figura 6.9 Medición de los Tiempos de Operación del Interruptor H – 280 empleando el Vanguard CT – 6500.</b>	209
<b>Figura 6.10 Medición de la Resistencia de Contacto del Interruptor H – 280 empleando el Programma MOM400</b>	210
<b>Figura 6.11 Medición de la Resistencia de Contacto del Interruptor H – 280 empleando el ATO 400</b>	210

# **CAPITULO I:**

## **DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA Y DEL PROBLEMA**

### **1.1 RESEÑA HISTORICA DE LA EMPRESA**

Fue el 27 de octubre de 1958, cuando con un capital de un millón de bolívares (Bs. 1.000.000,00) quedó constituida la Compañía de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE), la cual fue fundada de acuerdo a la resolución N° 3.218 de fecha 25 de agosto de 1958, del Ministerio de Fomento. Ocho meses después la empresa absorbió quince empresas que dependían de la Corporación Venezolana de Fomento (CVF), convirtiéndose así en el gran ente estatal venezolano dedicado a la generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica, con un objetivo muy específico: cumplir con las exigencias del proceso de desarrollo eléctrico del país.

En junio de 1959, se acordó la fusión de esas compañías con CADAFE, quedando ésta como la empresa de Electricidad del Estado, encargada de crear uniformidad en los criterios técnico-administrativo que permitieran la formulación de programas eléctricos en una forma integral. Es así como se pone en marcha el primer plan nacional de electrificación, que consistió en la construcción de una red formada por cuatro (4) centros de generación hidráulicos y térmicos, interconectados por líneas de transmisión de tensiones comprendidas entre 115 y 400 kilovoltios.

CADAFE comienza a generar, transmitir y vender energía eléctrica el 30 de junio de 1959. En la década entre 1959 y 1968 se alcanza una capacidad instalada de 594 MW, con la construcción y puesta en servicio de plantas eléctricas con turbinas a vapor, gas y motores diesel, con una inversión de 320 millones de bolívares. Al finalizar los años 60, la empresa CADAFE ya contaba con casi medio millón de

suscriptores, distribuidos en 1.500 poblaciones y caseríos. Desde ese momento, desarrolló una infraestructura eléctrica y logró un alto grado de electrificación en Venezuela, lo cual le permite atender, hoy en día a más del 80 por ciento del territorio nacional.

Gracias a su presencia a nivel nacional, se ha hecho posible el funcionamiento de empresas vitales y estratégicas para el país, como la industria siderúrgica, metalmecánica, del aluminio, manufacturera, alimentos, petroquímica y telecomunicaciones, entre otras.

CADAFE, a finales del 2007 pasó a convertirse en Filial de la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC), como es sabido, el Ejecutivo Nacional a través del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (Menpet) resolvió reorganizar el territorio nacional para el ejercicio de la actividad de distribución de potencia y energía eléctrica, lo cual quedó establecido en la publicación de la Resolución 190 del Menpet, en la Gaceta Oficial N° 38.785 del día 8 de octubre de 2007. A tales efectos se crean las siguientes regiones operativas:

1. Región Noroeste que comprende los estados Zulia, Falcón, Lara y Yaracuy.
2. Región Norcentral integrada por los estados Carabobo, Aragua, Miranda Vargas y Distrito Capital.
3. Región Oriental conformada por los estados Anzoátegui, Monagas, Sucre, Nueva Esparta y Delta Amacuro.
4. Región Central que comprende los estados Guárico, Cojedes, Portuguesa, Barinas y Apure.
5. Región Andina compuesta por los estados Mérida, Trujillo y Táchira.
6. Región Sur integrada por los estados Bolívar y Amazonas.

## **1.2 ESTRUCTURA ORGANIZATIVA DE GERENCIA DE TRANSMISIÓN ORIENTE GTO, CADAFE.**

Todo organigrama empresarial constituye un sistema, los cuales deben estar claramente definidos y delimitados. A continuación se presenta el de la Gerencia de Transmisión Oriental (C.A.D.A.F.E):

### **1.2.1 Gerente General**

Se encarga de implantar, dirigir, coordinar, ejecutar y controlar todo el proceso operativo y productivo de la Gerencia de Transmisión Sistema Oriental.

### **1.2.2 Unidad de Sistemas**

Esta se encarga de mejorar la capacidad del Sistema para racionar y facilitar los flujos de información, métodos, procedimientos operativos y administrativos.

### **1.2.3 Secretaria Ejecutiva**

Realiza y coordina las actividades administrativas secretariales de la empresa mediante la utilización de técnicas secretariales modernas. A fin de contribuir al desarrollo de las actividades de la empresa, tanto internas como externas.

### **1.2.4 Asesoría Jurídica**

Se encarga de suministrar información a la Gerencia sobre contratos, licitaciones y sobre todo la actividad que realiza el Asesor Legal, trasladándose constantemente a las Jefaturas de Zonas y Plantas, para brindarle la asistencia legal requerida. Asiste a todas las reuniones donde se requiera la presencia del Asesor Legal, asesora en

materia laboral, eventualmente asistiendo a reuniones como Sindicatos e Inspectorías de Trabajo, trasladar los tribunales para experticia jurídica.

### **1.2.5 División de Generación**

Esta se encarga de las custodias, operación, mantenimiento, conservación y administración de los equipos e instalaciones que conforman al Sistema de Generación de cada Gerencia de Producción.

### **1.2.6 División de Transmisión**

Esta se encarga de planificar, coordinar y dirigir todas las actividades Técnico-Administrativo de las Zonas tendentes a optimizar la operación y el mantenimiento del Sistema de Transmisión.

### **1.2.7 División Administrativa**

Esta tiene bajo su cargo el Departamento de Contabilidad, el Departamento de Compra, Servicios Generales, Almacén y Control Administrativo, la cual se encarga y controla el presupuesto y gastos a través de las diferentes partidas presupuestarias.

### **1.2.8 Contraloría Interna**

Esta unidad está adscrita directamente a la Contraloría Central (Caracas), considerando su autoridad ejecutiva en todo lo que se refiere al Control Administrativo de la Empresa.

### **1.2.9 Unidad de Obras y Proyectos**

Esta se encarga de efectuar a través del presupuesto de Inversiones, obras Civiles y Electromecánicas con sus correspondientes Proyectos, así como también proyectar y efectuar a través del Presupuesto de Gastos, las mejoras y reparaciones necesarias en el Sistema de Producción Oriental

### **1.2.10 División de Medición y Protección**

Esta se encarga de la ejecución de los programas de mantenimientos preventivo de los sistemas de protección y control de todas las inversiones de Generación y Transmisión de la GTO, con el objeto de optimizar la operación de los diferentes elementos de potencia, tanto en condiciones normales como en el seguro, selectivos y confiables de las fallas que puedan ocurrir en cualquier compuesto del sistema.

### **1.2.11 División de Relaciones Industriales**

Tiene como función principal el mantenimiento de las mejores relaciones obreros patronales, usando un proceso de reclutamiento, selección, adiestramiento y motivación al personal determinando el clima organizacional de la empresa. Adiestramiento de personal a través de la convención colectiva, administración de sueldos y salarios.

### **1.2.12 Funciones de la División de Transmisión GTO**

Las Funciones y actividades de la Unidad de Transmisión son las siguientes:

1. Analizar el comportamiento de los equipos e instalaciones del Sistema.

2. Formular, procesar, controlar el programa de mantenimiento de Líneas y Subestaciones.
3. Formular y aprobar las solicitudes de materiales, repuestos, bienes y servicios.
4. Formular, el equipamiento técnico para la operación y mantenimiento del Sistema de transmisión.
5. Controlar el presupuesto de gastos e inversión de la División y Zonas.
6. Conformer y controlar el programa de vacaciones de la División y las Zonas.
7. Coordinar la aceptación provisional y definitiva de nuevas instalaciones.
8. Mantener relaciones con las diferentes organizaciones sindicales.
9. Representar a la empresa ante públicos y privados.
10. Participar en reuniones técnico-administrativas con otras unidades internas y Externas a la empresa.
11. Propiciar la realización de eventos especiales para el intercambio de Conocimientos y experticias técnicas

Para el cumplimiento de estas funciones y actividades la División de Transmisión deberá estar conformada por:

#### **1.2.12.1 Unidad de Mantenimiento.**

Su objetivo consiste en planificar, coordinar, controlar y evaluar la ejecución de los programas desarrolladas por las Zonas.

#### **1.2.12.2 Unidad de Operaciones.**

Su objetivo se basa mejorar la calidad y continuidad del servicio llevando y analizando las interrupciones, registrando índices operativos así como adiestrando y

actualizando al personal de operaciones en cuanto a la operación del sistema y las normas de higiene y seguridad industrial.

### **1.2.12.3 Zonas de Transmisión.**

El objetivo es planificar, programar y ejecutar las actividades relaciones con la operación y el mantenimiento.

## **1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

CADAFE, filial de la Corporación Eléctrica Nacional, es la empresa eléctrica más grande del país. Creada con el propósito de optimizar la administración y la operación de las empresas dependientes del estado, hoy en día se encuentra reestructurada en regiones que permitan tener un mejor esquema, mayor flexibilidad operativa, desconcentración de su funcionamiento operativo y un control más eficiente.

Es por ello que cada región cuenta con una infraestructura eléctrica en generación, transmisión y distribución, repartida en plantas, subestaciones y alimentadores, que permiten suministrar energía eléctrica a hogares, escuelas, industrias, hospitales, comercios, alumbrado público y otros. Tal es el caso de la Región Oriental la cual consta de una red de Subestaciones Interconectadas donde se debe mencionar la S/E Barbacoa I ubicada en el Estado Anzoátegui.

La subestación Barbacoa I tiene un nivel de transformación 230/115/34.5 KV, cubre las demandas de energía con líneas de transmisión de 115 KV las subestaciones Chuparin, La Isleta, Parchitas, Barcelona y Curaguaro que alimentan a su vez las Subestaciones de Distribución de las ciudades Lechería, Barcelona, Puerto La Cruz y Guanta, y se encuentra conectada a nivel de 230 KV con las Subestaciones Santa



Teresa, Río Chico, Barbacoa II y el Tigre. No obstante en la S/E Barbacoa I han existido fallas lo cual en muchas ocasiones dificulta el suministro confiable y efectivo de energía eléctrica a las ciudades mencionadas, debido a problemas que han presentado los equipos de potencia eléctrica, algunos de estos inconvenientes por mencionar corresponden a fallas eléctricas, mecánicas, tiempo de uso, mantenimiento desasistido y/o malas decisiones por parte del personal que muchas veces es causado por mediciones de parámetros incorrectos durante el mantenimiento anual, esto es causado principalmente por el envejecimiento de los equipos de prueba entre otros mas.

Consiente del problema y como parte del programa de mantenimiento que se desarrolla en la subestación, la empresa CADAFE filial de CORPOELEC logra la adquisición de los nuevos equipos de pruebas y mediciones marca Vanguard y OMICRON que le garantice la obtención de datos o parámetros con mayor precisión y confiabilidad para el análisis o estudio que ayuden a la prevención de fallas de los equipos de potencia eléctrica, además de llevar un control estadísticos sobre los mismos.

La falta de información para manipular los nuevos equipos de pruebas y en otros casos inexistencia de instrumentos guías para desarrollar estos trabajos de campo, la Coordinación de Mantenimiento de la División de Transmisión de CADAFE propuso desarrollar una metodología para realizar las pruebas de aceptación y mantenimiento, empleando los nuevos equipos de medición Vanguard y Omicrón , que permita guiar y agilizar las labores del personal de mantenimiento apoyado además en normas y estándares nacionales e internacionales, con el fin de garantizar la efectividad de las mismas.

#### **1.4 OBJETIVOS**

### **1.4.1 Objetivo General**

Desarrollar la metodología para pruebas de aceptación y mantenimiento de los equipos de alta tensión de la S/E Barbacoa I con equipos de medición Vanguard y Omicrón.

### **1.4.2 Objetivos Específicos**

1. Recopilar las pruebas requeridas para la aceptación y mantenimiento de los equipos de alta tensión.

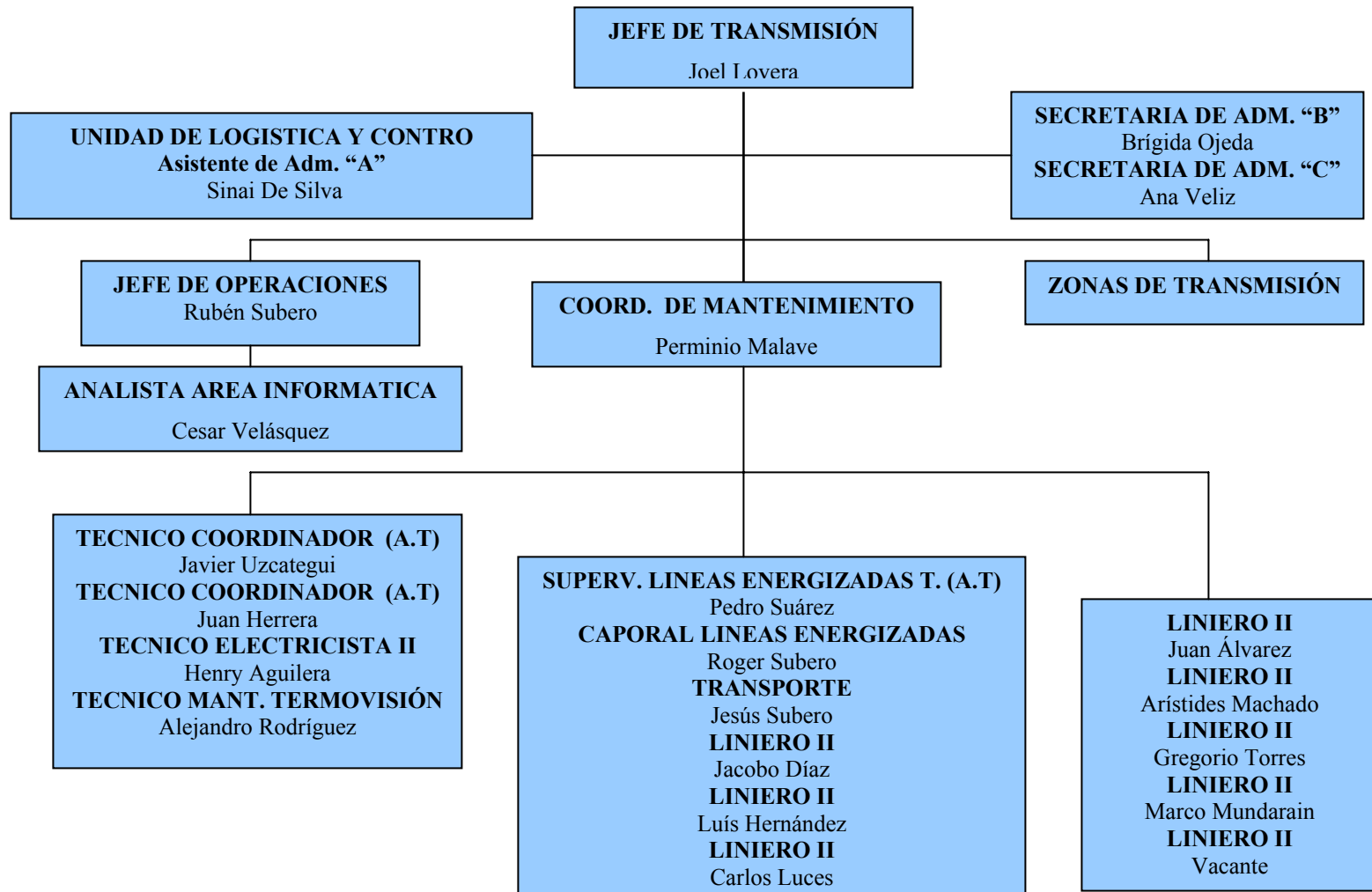
2. Seleccionar las pruebas requeridas para la aceptación y mantenimiento de los equipos de alta tensión de la S/E Barbacoa I.

3. Describir el principio de funcionamiento de los equipos de medición Vanguard y Omicrón.

4. Desarrollar los procedimientos para la utilización de los equipos de prueba marca Vanguard y Omicrón en los equipos de alta tensión de la S/E Barbacoa.

5. Comparar resultados de pruebas anteriores con los obtenidos mediante los equipos de medición Vanguard y Omicrón.

**Figura 1.1 Organigrama de la División de Transmisión de la Gerencia de Transmisión Oriente GTO.**



## **CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO**

### **2.1 ANTECEDENTES**

Para la elaboración de este proyecto se tomaron en consideración los siguientes Trabajos de Grado presentados como requisito parcial para optar al título de Ingeniero Electricista, los cuales se menciona a continuación:

Tirado T, Izumi J. (2006), presentó un trabajo sobre la realización de las pruebas de aceptación a los equipos de alta tensión en la S/E El Furrial, Universidad Simón Bolívar, Sernejas, Venezuela.

Lozada T, José F. (2008), presentó un trabajo para la normalización de pruebas y ensayos para equipos y elementos del sistemas eléctrico de la refinería Puerto La Cruz, Universidad de Oriente, Barcelona, Venezuela.

Brito F, Víctor D. (2009), presentó un trabajo para la elaboración de los protocolos de montaje, instalación y pruebas de aceptación para los autotransformadores de potencia de 200MVA de la subestación Sucre GIS 230/115 KV.

### **2.2 FUNDAMENTOS TEORICOS**

#### **2.2.1 Subestación Eléctrica**

La subestación es un componente de los Sistemas Eléctricos de Potencia en donde se modifican los parámetros de la potencia (Corriente y Tensión), está compuesta por aisladores, conexiones, transformador de potencia, transformadores de medida,

barras, interruptores de potencia, seccionadores, pararrayos, sistema de puesta a tierra y conductores, los cuales son elementos de mando, corte, medida, regulación, transformación y protección que sirven de punto de interconexión para facilitar la transmisión y distribución de la energía eléctrica.

### **2.2.2 Subestación Radial**

Es una subestación con una sola llegada de línea 115 o 34.5 KV con transformadores reductores a las tensiones de 34.5 KV, 13.8 KV. En estas subestaciones, el flujo de energía es en solo sentido, es decir, independientemente de las condiciones de explotación del sistema.

### **2.2.3 Subestación Nodal**

Es aquella subestación que interconecta con otra, conforme un anillo en el sistema de transformación y en la cual, el flujo de energía puede ser en uno u otro sentido, dependiendo de las condiciones del sistema.

### **2.2.4 Barra**

En forma genérica se designa al nodo que se utiliza para hacer las derivaciones y/o conexión entre los diferentes elementos que componen a la subestación eléctrica.

### **2.2.5 Barra Tendida**

Son aquellas formadas por conductores flexibles y desnudos, sostenidos por cadenas de aisladores de amarre y suspensión.

### **2.2.6 Barra Soportada**

Son aquellas formadas por conductores tubulares soportados mediante aisladores, soportes o equipos tales como: seccionadores, transformadores, disyuntores, etc. [1]

### **2.2.7 Tramo**

Es el espacio físico de la subestación conformado por todos los dispositivos de maniobra y equipos de potencia asociados. Se clasifican de acuerdo a la función que cumplen.

### **2.2.8 Tramo de Generación**

Constituido por una unidad generadora, disyuntor de salida, transformador de corriente y un transformador – elevador de potencia.

### **2.2.9 Tramo de Transformación**

Según el nivel de tensión del tramo, existen dos tipos de tramos de transformación con el mismo diseño, estos son:

Lado de alta tensión: Transformador de potencia, disyuntor, seccionadores, línea y barra, transformador de corriente, seccionadores rompearco y pararrayos.

Lado de baja tensión: Transformador de potencia, disyuntor, transformador de corriente, transformador de tensión, pararrayos y seccionador (para autotransformadores).

### **2.2.10 Tramo de Salida de Línea**

Se encuentra integrado por un disyuntor, seccionador de línea, seccionador de puesta a tierra, dos seccionadores de barra, tres transformadores de corriente, trampa de onda, transformador de tensión y pararrayos (opcional).

### **2.2.11 Tramo de Acople y/o Seccionamiento de Barra**

Este tramo cumple la función de acoplar las barras a un mismo nivel de tensión, puede estar constituido por componentes diferentes: Seccionador, disyuntor extraíble, disyuntor y sus dos seccionadores asociados.

### **2.2.12 Tramo de Transferencia**

La función de este tramo es sustituir temporalmente es sus funciones al disyuntor del tramo que es sometido a mantenimiento o reparación. Los componentes que integran este tramo varían de acuerdo a la tensión.

Para tensión 115 y 230 KV: Disyuntor, seccionador de barra principal y seccionador de barra de transferencia. Para tensión 13.8 y eventualmente de 34.5 KV: Disyuntor, tres transformadores de corriente, seccionadores de transferencia.

### **2.2.14 Tramo de Compensación**

Este cuenta con un disyuntor, un seccionador y un elemento compensador.

### **2.2.15 Aislantes**

En general todos aquellos materiales que no son conductores se les llaman materiales aislantes, por su baja conductividad impiden el paso de la corriente que los

atraviesa. Estos materiales poseen propiedades dieléctricas que presentan un aumento de la constante proporcional  $\epsilon_r$ , conocida como constante dieléctrica relativa.

El aislante de un equipo está formado por materiales dieléctricos que sirven para obstaculizar el paso del fluido eléctrico entre dos puntos con diferente potencial de tensión. La vida útil de un equipo depende fundamentalmente del buen estado de estos componentes.

## **2.2.16 Clasificación de los Aislantes**

### **2.2.16.1 Aislantes Líquidos**

Los aislantes líquidos desempeñan un papel muy importante en la técnica de aislamiento, debido principalmente a que además de tener una rigidez dieléctrica relativamente alta que los hace buenos dieléctricos, protegen a los aislamientos sólidos contra la humedad y el aire y transmiten calor por convección.

Los aislantes líquidos pueden dividirse en cinco grupos principales que son los hidrocarburos (aceites minerales), hidrocarburos aromáticos clorados, hidrocarburos fluorados, aceite de silicona y otros aislantes líquidos como el aceite de ricino. De estos aceites aislantes los que tienen mayor aplicación en las técnicas de alta tensión son los aceites minerales y los hidrocarburos aromáticos clorados.

El aceite mineral está constituido por la mezcla de gran variedad de hidrocarburos; entre ellos se encuentran los aceites de metano, aceites de nafta y aceites naftametános. Se emplean en reconectadores, seccionadores e interruptores como refrigerantes, aislante eléctrico y elemento de extinción del arco eléctrico, también se



emplean en capacitores y cables. Estos tipos de dieléctricos presentan la desventaja de que tienden a oxidarse.

### **2.2.16.2 Aislantes Sólidos**

Son piezas o estructuras de material aislante, que tiene por objeto dar soporte rígido o flexible a los conductores de la subestación eléctrica y proporcionan el nivel de aislamiento requerido por el sistema. Deben soportar los diferentes esfuerzos eléctricos y/o mecánicos a los que será sometida la subestación en condiciones normales de operación (sobretensiones atmosféricas, vientos, cortocircuitos, tracción mecánica, etc.). Están compuestos por una o mas piezas aislantes en las cuales los accesorios de conexión (herrajes) forman parte del mismo.

Los materiales aislantes mas usados son la cerámica, la porcelana y el vidrio templado, aunque recientemente se usan compuestos poliméricos a base de EPDM y goma silicona. Las características en general que debe tener estos materiales son:

- Alta resistencia eléctrica.
- Alta resistencia mecánica.
- Estructura muy densa.
- Cero absorción de humedad.

### **2.2.16.3 Aislantes Gaseosos**

Este tipo de aislantes tienen limitadas aplicaciones debido a las características propias de su estado. Los aislantes gaseosos más utilizados son el aire y el hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>). El SF<sub>6</sub> se emplea en disyuntores, transformadores, barras de distribución y subestaciones blindadas. El aire básicamente se aplica como

aislamiento externo, ya que las superficies de los aislamientos sólidos del equipo están en contacto con el aire circundante.

## 2.2.17 Equipos de Potencia

### 2.2.17.1 Transformador de Potencia

Es una máquina eléctrica que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia. La potencia que ingresa al equipo, en el caso de un transformador ideal, esto es, sin pérdidas, es igual a la que se obtiene a la salida. Las máquinas reales presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, dependiendo de su diseño, tamaño, etc.



**Figura 2.1 Transformador de Potencia**

**Fuente: S/E Barbacoa 28/9/2009**

Básicamente, un transformador son dos o más circuitos eléctricos acoplados magnéticamente mediante un flujo común, es decir, son dos o más bobinas acopladas. Una característica del transformador es su reversibilidad, lo cual quiere decir que también se puede alimentar por el lado  $u_2$ ,  $i_2$  y ceder energía al lado  $u_1$ ,  $i_1$ . [5]

Su principio de operación consiste en aplicar una fuerza electromotriz alterna en el devanado primario, las variaciones de intensidad y sentido de la corriente alterna crearán un campo magnético variable dependiendo de la frecuencia de la corriente. Este campo magnético variable originará, por inducción electromagnética, la aparición de una fuerza electromotriz en los extremos del devanado secundario. La relación entre la fuerza electromotriz inductora ( $E_p$ ), la aplicada al devanado primario y la fuerza electromotriz inducida ( $E_s$ ), la obtenida en el secundario, es directamente proporcional al número de espiras de los devanados primario ( $N_p$ ) y secundario ( $N_s$ ).

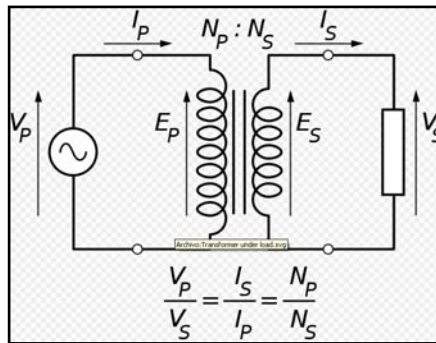
La razón de transformación ( $m$ ) del voltaje entre el bobinado primario y el secundario depende de los números de vueltas que tenga cada uno. Si el número de vueltas del secundario es el triple del primario, en el secundario habrá el triple de tensión.

Esta particularidad se utiliza en la red de transporte de energía eléctrica: al poder efectuar el transporte a altas tensiones y pequeñas intensidades, se disminuyen las pérdidas por el efecto Joule y se minimiza el costo de los conductores.

Así, si el número de espiras (vueltas) del secundario es 100 veces mayor que el del primario, al aplicar una tensión alterna de 230 voltios en el primario, se obtienen 23.000 voltios en el secundario (una relación 100 veces superior, como lo es la relación de espiras). A la relación entre el número de vueltas o espiras del primario y las del secundario se le llama relación de vueltas del transformador o relación de transformación.

Ahora bien, como la potencia aplicada en el primario, en caso de un transformador ideal, debe ser igual a la obtenida en el secundario, el producto de la fuerza electromotriz por la intensidad (potencia) debe ser constante, con lo que en el caso del

ejemplo, si la intensidad circulante por el primario es de 10 amperios, la del secundario será de solo 0,1 amperios (una centésima parte).



**Figura 2.2 Circuito Equivalente del Transformador**

### 2.2.17.2 Componentes Básicos del Transformador de Potencia

#### 2.2.17.2.1 Parte Activa

**Núcleo.** Constituye el circuito magnético, formado por láminas de acero con granos de silicio orientados y revestidos por un material aislante.

**Arrollados.** Conforman el cuerpo eléctrico del transformador y están constituidos por los devanados de alta y baja tensión. Estos devanados son hechos de material conductor (cobre) y recubiertos por material aislante, generalmente de papel Kraft, impregnado en aceite.

**Aislamiento Interno.** En lo que se refiere al aislamiento interno cabe distinguir aislamiento entre espiras (papel alrededor del conductor), capas de espiras (capas de papel), bobinas (tubos de papel aislante baquelizado), arrollados y masa (aceite mineral).

### **2.2.17.2.2 Tanque Principal y Cubierta Superior**

El tanque y la cubierta superior forman el elemento de encubamiento de la parte activa del transformador. Sus formas generalmente son ovaladas y rectangulares y están construidas de láminas de acero.

### **2.2.17.2.3 Conexiones Externas**

Las conexiones de los terminales de línea y neutro de los arrollados se realizan por medio de los aisladores pasantes (bushings), los cuales pueden ser del tipo rellenos en aceite y del tipo condensador.

### **2.2.17.2.4 Sistema de Enfriamiento**

Tiene por finalidad transferir el calor desde las partes activas del transformador al medio ambiente con el objetivo de mantener el nivel de temperatura dentro del transformador estable para su funcionamiento y puede ser:

- Natural (Radiadores)
- Por aire forzado (Ventiladores)
- Aceite forzado (bombas)
- Combinación de los tres

#### **2.2.17.2.5 Sistema de Expansión**

Este sistema tiene por finalidad compensar las variaciones de nivel de aceite en el tanque principal por cambios de temperatura, así como evitar la oxidación prematura del aceite por contacto directo con el aire externo. Esta constituido por:

- El tanque de expansión.
- Membrana.
- Deshidratador

#### **2.2.17.2.6 Sistema de Regulación**

Este sistema tiene por función mantener constante la tensión en una de las barras, a la cual se encuentra conectado el transformador. Sus componentes son:

- Cambiador de tomas: Bajo carga y en vacío

Las tomas de un transformador son un conjunto de puntos de conexión a lo largo de un devanado, lo que permite seleccionar el número de espiras de éste. Así, se consigue un transformador con el número de espiras variable, permitiendo la regulación de voltaje en el devanado secundario. La selección de la toma en uso se hace por medio de un mecanismo cambiador de tomas.

- Mecanismo de mando a motor
- Relé de regulación de voltaje
- Selectores y equipos de indicación [1]

### **2.2.17.3 Clasificación de los Transformadores de Potencia**

#### **2.2.17.3.1 Por su tipo de aislante**

Los transformadores con aislamiento seco

Los transformadores sumergidos en aceite:

- Transformadores con circulación natural de aceite y aire (ONAN)
- Transformadores con circulación natural de aceite y circulación forzada de aire con ventiladores (ONAF)
- Transformadores con circulación forzada de aceite y circulación natural de aire (OFAN)
- Transformadores con circulación forzada de aceite y circulación forzada de aire (OFAF)
- Transformadores con circulación forzada de aceite y circulación forzada de agua por medios externos (OFWF)

#### **2.2.17.3.2 Por su aspecto constructivo**

Transformadores de poste

Transformadores de superficie

Transformadores de subestaciones [5]

#### **2.2.17.3.3 Autotransformador**

Es un equipo que funciona con el mismo principio del transformador, la transferencia de energía se hace por inducción electromagnética y conducción eléctrica, mantiene la frecuencia constante, tiene un circuito magnético y a diferencia de transformador sus circuitos eléctricos están unidos entre si.

En contra de los que muchos creen, un autotransformador no necesariamente tiene que estar constituido de una única bobina, puede llevar dos bifásico, tres bobinas trifásico, todo dependerá de la clase de autotransformador de que se trate.



**Figura 2.3 Autotransformador**

**Fuente: S/E Barbacoa 28/9/2009**

#### **2.2.17.3.3.1 Características del Autotransformador**

Entre sus ventajas tenemos que destacar el bajo precio económico frente a un transformador normal con idénticas especificaciones técnicas. Esto en lo que se refiere a lo económico, en cuanto al rendimiento propiamente dicho, hay que reseñar las siguientes ventajas:

Menos corriente. El autotransformador necesita menos cantidad de corriente para generar el flujo en el núcleo.

La potencia. El autotransformador entrega más potencia que un transformador normal de especificaciones semejantes.



Eficiencia. El autotransformador es más eficiente (mejor rendimiento) que un transformador normal, con potencias parecidas.

La principal desventaja de los autotransformadores es que a diferencia de los transformadores ordinarios hay una conexión física directa entre el circuito primario y el secundario, por lo que se pierde el aislamiento eléctrico en ambos lados.

Los autotransformadores se utilizan a menudo en sistemas eléctricos de potencia, para interconectar circuitos que funcionan a voltajes diferentes, pero en una relación cercana a 2:1 (por ejemplo, 400 KV / 230 KV ó 230 KV / 115 KV). [6]

#### **2.2.17.4 Equipos de Maniobra**

#### **2.2.17.5 Seccionador de Potencia**

Los seccionadores o cuchillas son un dispositivo de maniobra para conectar y desconectar los diversos equipos que componen una subestación. Su operación puede ser con circuitos energizados pero sin carga. Algunos equipos vienen equipados con dispositivos para ser operados bajo carga. Pueden ser operados con pértigas o con mandos manuales y/o eléctricos.



**Figura 2.4 Seccionador de Potencia**

**Fuente: S/E Barbacoa 28/9/2009**

### **2.2.17.5.1 Componentes de un Seccionador de Potencia**

- Columna de aislamiento, forma el aislamiento a tierra respecto a puntos energizados del seccionador.
- Cuchilla, es la parte móvil del contacto que embraga con otra, ya sea móvil o fija.
- Base, es el soporte metálico donde se fija el seccionador.
- Terminales, son las piezas conductoras, generalmente planas, a las cuales se fijan los conectores de los conductores de entrada y salida del seccionador.
- Mecanismo de accionamiento, es el elemento necesario para realizar las maniobras del seccionador.

### **2.2.17.5.2 Clasificación de los Seccionadores de Potencia**

- De Línea y Barra. Se emplea para aislar un tramo y/o transferir un circuito.
- Rompearco. Está equipado con cuernos rompearcos y es usado para energizar o desenergizar transformadores en vacío.
- De puesta a tierra. Se usa para aterrizar líneas o equipos, cuando en estos se realiza una labor de inspección, mantenimiento o reparación.
- Cuchillas de alta velocidad. Son aquellas de mando eléctrico automático, cuya función es la de provocar una falla franca a tierra por actuación de las protecciones del transformador al cual se encuentra asociado. Esta actuación

provoca el disparo de los disyuntores de las subestaciones remotas que alimentan la barra a la cual esta conectada la cuchilla.

### **2.2.17.5.3 Tipo de Mando de los Seccionadores**

- De pértiga. Es aquel en el cual la maniobra se realiza por medio de una pértiga aislada que se engancha a una pieza del seccionador.
- Manual. La maniobra se realiza accionando manualmente una transmisión mecánica. Puede ser:
  - Directo, cuando el conjunto mecánico esta montado sobre la estructura del mismo seccionador.
  - A distancia, cuando el conjunto mecánico no está colocada sobre la estructura del seccionador y se opera por medio de un mecanismo de transmisión.
- Eléctrico. Es aquel en el cual la maniobra se realiza por medio de un motor eléctrico, el cual a su vez, es accionado por un disyuntor automático o relé, manual o automáticamente.
- Neumático. Es aquel en el cual la maniobra se efectúa sobre el mecanismo por medio de aire comprimido. [1]

### **2.2.17.6 Interruptor de Potencia o Disyuntor**

El interruptor de potencia es el dispositivo encargado de desconectar una carga o una parte del sistema eléctrico, tanto en condiciones de operación normal (máxima carga o en vacío) como en condición de cortocircuito. La operación de un interruptor puede ser manual o accionada por la señal de un relé encargado de vigilar la correcta

operación del sistema eléctrico, donde está conectado. Por su capacidad, por su tensión de operación o por su clase, se pueden clasificar de distintas maneras, pero como regla general se agrupan según la tecnología empleada para apagar el arco eléctrico que se forma entre los contactos cuando comienza la operación de apertura o termina la operación de cierre. [2]

#### **2.2.17.6.1 Componentes de un Interruptor de Potencia.**

Cámara de Extinción. Es la parte del interruptor en la cual se realiza la operación de cierre o apertura del mismo y está formada por:

- Elemento de ruptura, constituido por una cámara en donde se produce el debilitamiento del arco eléctrico (división).
- Contactos fijos y móviles, los cuales forman los elementos de conexión o desconexión eléctrica del circuito de potencia.
- El medio de extinción, el tiene como función contribuir a la extinción del arco eléctrico y como enfriamiento de la cámara, durante el proceso de formación del arco eléctrico.
- Mecanismo de Mando. Es el sistema por medio del cual se suministra y/o se libera la energía necesaria para realizar las operaciones de apertura o cierre del mismo. Existen 3 tipos de mecanismo de mando:
  - Hidráulico, este sistema emplea como fuente de energía para la realización de la maniobra el aceite hidráulico sometido a presión con auxilio de una motobomba y un recipiente con una presión inicial de nitrógeno.

- Resorte, en este sistema se aplica sobre el mecanismo de cierre una cantidad de energía acumulada, por la acción de un resorte que ha sido armado con anterioridad manualmente o por medio de un motor eléctrico.
- Mecánico, este sistema emplea el aire comprimido como fuente de energía para la realización de la maniobra del disyuntor.
- Columna. Constituye el elemento intermedio entre el mecanismo de mando y la cámara de extinción. Normalmente sirve de elemento soporte a la cámara de interrupción y como elemento de aislamiento a tierra de las partes energizadas del disyuntor. [1]



**Figura 2.5 Disyuntores de Potencia**

**Fuente: S/E Barbacoa 28/9/2009**

#### **2.2.17.6.2 Clasificación de los Interruptores de Potencia**

- Interruptores de aceite.

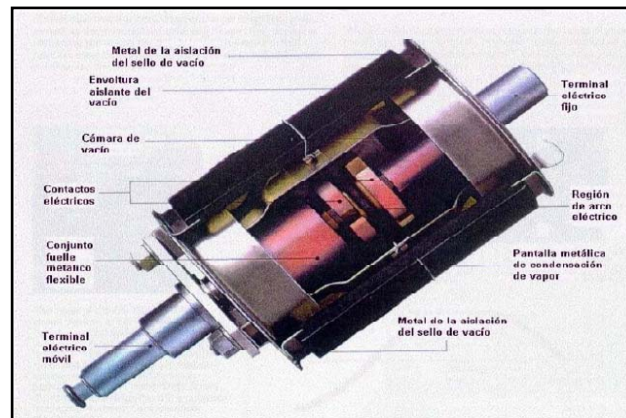
Pequeño volumen de aceite, en estos disyuntores el volumen de aceite se limita al necesario para llenar la cámara de extinción, y la exigencia para el corte de la

corriente, se cumple por medio de la combinación de flujos de aceite dependientes o no de la intensidad de la corriente.

Gran volumen de aceite, son aquellos que usan principalmente el aceite en grandes cantidades como medio aislante de refrigeración y de extinción del arco y puede ser de ruptura libre, es decir sin cámara, y de cámara de explosión.

- Interruptores en vacío.

Es aquel en el cual se toman las presiones entre  $10e-4$  y  $10e-7$  mmHg (vacío) como medio de extinción del arco. Se usan principalmente en sistemas de baja y media tensión.



**Figura 2.6 Botella de Vacío**

**Fuente: ESP OIL**

- Interruptores Aire Comprimido.

Su diseño se origina ante la necesidad de eliminar el peligro de inflamación y explosión del aceite. La extinción del arco se produce por la acción violenta de un chorro de aire que barre el aire ionizado por efecto del arco.

- Interruptores en Hexafluoruro de Azufre SF6.

Esta tecnología desarrollada a finales de los años 60. Los contactos están dentro de un gas llamado hexafluoruro de azufre (SF6) que tiene una capacidad dieléctrica superior a otros fluidos dieléctricos conocidos. Son compactos y muy durables.

**Tabla 2.1 Relación entre Tensiones Nominales y Tipos de Interruptores**

Tensiones Nominales y Tipos de Interruptores									
Técnica de Corte	Tensiones en kV								
	0	1	3	12	24	36	72,5	245	765
Aire	■	■	■	■	■				
Aceite			■	■	■	■	■	■	
Aire Comprimido			■	■	■	■	■	■	
SF6		■	■	■	■	■	■	■	■
Vacío		■	■	■	■	■	■	■	
Semiconductores									En Desarrollo

### 2.2.17.7 Pararrayo

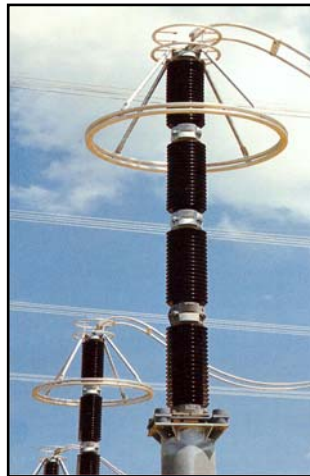
Estos equipos se utilizan para mandar a tierra las sobretensiones debido a maniobras de equipos, fallas en el sistema de potencia o frentes de onda de sobretención entrantes a una instalación de potencia, producto de la incidencia de descargas atmosféricas en las fases de los conductores de la línea de transmisión que alimenta la instalación. Existe pararrayos tipo estación y tipo distribución. [3]

Además este equipo actúa como un aislador mientras la tensión aplicada no exceda de cierto valor determinado, convertirse en conductor al alcanzar la tensión ese valor y conducir a tierra la onda de corriente producida por la onda de sobretensión. Una

vez desaparecida la sobretensión y restablecida la tensión normal, el dispositivo de protección debe ser capaz de interrumpir la corriente.

Los pararrayos se pueden considerar divididos en tres grupos:

- Cuernos de arqueo.
- Pararrayos autovalvulares.
- Pararrayos de óxido metálico.



**Figura 2.7 Pararrayo o Descargador**

**Fuente [2]**

Los pararrayos cumplen con las siguientes funciones:

- Descargar las sobretensiones cuando su magnitud llega al valor de la tensión disruptiva de diseño.
- Conducir a tierra las corrientes de descarga producidas por las sobretensiones.
- Debe desaparecer la corriente de descarga al desaparecer las sobretensiones.



- No deben operar con sobretensiones temporales, de baja frecuencia.
- La tensión residual debe ser menor que la tensión que resisten los aparatos que protegen. [2]

#### **2.2.17.7.1 Componentes de un Pararrayo.**

Está formado por varias piezas de distancia no lineal apiladas en una columna hueca de porcelana o material polimérico, En uno de los extremos tiene una placa relevadora de presión que en caso de sobrepresión interna libera los gases evitando la ruptura de la porcelana.

#### **2.2.17.8 Transformadores de Medida**

Es un equipo cuya función es reducir a valores no peligrosos y normalizados, las corrientes y tensiones de una red eléctrica a objeto de alimentar instrumentos de medición, protección y otros aparatos análogos.

Hay dos clases de transformadores de medida:

- Transformadores de corriente (intensidad).
- Transformadores de tensión.

##### **2.2.17.8.1 Transformador de Corriente**

Es aquel en el cual la intensidad secundaria es en condiciones normales de uso proporcional a la intensidad primaria y desfasada con relación a la misma, un ángulo aproximado a cero “0”, para una conexión adecuada.

El primario de un transformador de corriente consta de una o varias espiras, que se conectan en serie con el circuito cuya intensidad se desea medir.

El secundario alimenta a los circuitos de intensidad de uno o varios aparatos de medida conectados en serie.

El núcleo de un transformador de corriente, normalmente es de forma toroidal con el arrollado secundario uniformemente repartido, para reducir al mínimo el flujo de dispersión.



**Figura 2.8 Transformador de Corriente**

**Fuente: S/E Barbacoa I 28/9/2009**

#### **2.2.17.8.1.1 Clasificación de los Transformadores de Corriente**

Los transformadores de corriente pueden clasificarse, de acuerdo a su construcción eléctrica, de la manera siguiente.

#### **2.2.17.8.1.1.1 Transformador de Corriente con Varios Núcleos**

El transformador de corriente posee varios devanados secundarios independientes y cada uno de ellos se encuentra montado en su propio núcleo, formando un conjunto con un único devanado primario, cuyas espiras enlazan todos los núcleos secundarios.

#### **2.2.17.8.1.1.2 Transformador de Corriente con Secundario Múltiple**

La relación de transformación del transformador de corriente se puede variar por medio de tomas (taps) en las vueltas del devanado secundario. Su desventaja es la disminución de la capacidad en las relaciones mas bajas.

#### **2.2.17.8.2 Transformador de Tensión**

Es aquel en el cual la tensión secundaria es en condiciones normales de uso proporcional a la tensión primaria y desfasada en un ángulo próximo a cero “0”.

El primario de un transformador de tensión se conecta a los bornes entre os cuales se desea medir la tensión.

El secundario se conecta a los circuitos de tensión de uno o varios instrumentos de medición, protección y otros aparatos análogos.

La clase de precisión de un transformador de potencial o tensión de medida, esta caracterizada por un número que es el limite de error de relación, expresado en tanto por ciento, para la tensión nominal primaria estando alimentado el transformador con la carga de precisión. Esta precisión debe mantenerse para una tensión comprendida

entre el 80% y el 120% de la tensión nominal con una carga comprendida entre el 25% y el 100%.



**Figura 2.9 Transformador de Tensión**

**Fuente: S/E Barbacoa I 28/9/2009**

#### **2.2.17.8.2.1 Clasificación de los Transformadores de Tensión**

Los transformadores de tensión se pueden clasificar de diferentes maneras a saber:

- Según su construcción:
  - Inductivos
  - Capacitivos
  - Resistivo
  - De tensión capacitivo
  
- Según su función:
  - Protección
  - Medición
  
- Según el nivel de tensión:
  - Media Tensión

### Alta Tensión

- Según el montaje:
  - Interior
  - Exterior
- Según el numero de fases:
  - Monofásico
  - Bifásico

#### **2.2.17.9 Pruebas Eléctricas**

Se puede definir como pruebas el conjunto de actividades que se realizan para verificar el correcto montaje y la funcionalidad de los equipos y sistemas de una subestación o sistema eléctrico de acuerdo con las especificaciones técnicas, los diseños de detalle y las condiciones operativas definidas.

La información proporcionada durante las pruebas permite saber si es necesario realizar mantenimiento correctivo al equipo o si necesita el reemplazo de algún elemento dañado. También permite determinar si un equipo instalado puede ser energizado y a su vez llevar un control del comportamiento del equipo a través de los años.

##### **2.2.17.9.1 Tipos de Pruebas Eléctricas**

Según la norma IEC 60044-1 las pruebas pueden ser clasificadas en:

#### **2.2.17.9.1.1 Pruebas Tipo**

Son aquellas realizadas en cada equipo para verificar que los equipos fabricados bajo las mismas especificaciones cumplen con los requerimientos que no son verificados por las pruebas de rutina. A este tipo de pruebas también se les conoce como pruebas destructivas.

#### **2.2.17.9.1.2 Pruebas de Rutina**

Son aquellas realizadas individualmente a cada equipo. Estas pruebas se especifican para cada equipo en particular. Entre las pruebas de rutina se tienen las pruebas de aceptación y las pruebas de mantenimiento. A estas pruebas también se les denomina no destructivas.

#### **2.2.17.9.1.3 Pruebas de Aceptación**

Son aquella que se realizan para cada uno de los equipos nuevos, son llevadas a cabo luego de la instalación y antes de la energización, con la finalidad de determinar si el equipo cumple con las especificaciones necesarias para verificar que este no ha sufrido ningún tipo de daño durante el traslado o su instalación y para obtener un punto de comparación para futuras pruebas.

#### **2.2.17.9.1.4 Pruebas de Mantenimiento**

Son aquellas pruebas que se realizan en intervalos de tiempo regulares cuando el equipo se encuentra en servicio. Usualmente se realizan en conjunto con el mantenimiento preventivo. Las pruebas periódicas de rutina o mantenimiento se

efectúan por planificación, a petición o por motivos tales como dudas del buen funcionamiento del equipo, cambio del diseño original de fabricación o reemplazo de partes dañadas. Estas pruebas se efectúan periódicamente y durante toda la vida útil del equipo. [5]

#### **2.2.17.9.1.5 Pruebas Especiales**

Son aquellas que no son consideradas pruebas tipo o de rutina y son realizadas de mutuo acuerdo entre el fabricante y el comprador.

## **CAPITULO III:**

### **RECOPIACION DE PRUEBAS REQUERIDAS PARA ACEPTACIÓN Y MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE ALTA TENSIÓN.**

El siguiente capítulo es una recopilación de las pruebas eléctricas a la cual son sometidos los equipos de potencia de una subestación. Esta referido a transformadores de potencia, autotransformador, disyuntor o interruptor de potencia, seccionador, pararrayo o descargador, transformador de tensión y transformador de intensidad o corriente. Esta recopilación de pruebas eléctricas consiste además es una descripción de las mismas y está sustentada en normas nacionales e internaciones desarrolladas por organismos como el Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (ANSI), La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), la Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas (NETA) y otros organismos.

#### **3.1 Pruebas Eléctricas que se realizan a Transformadores de Potencia o Autotransformadores**

Las pruebas eléctricas que se realizan a los transformadores de potencia o autotransformadores de alta tensión (mayor 69KV), con la finalidad de evaluar las condiciones de operatividad o si cumple con las especificaciones requeridas por la empresa, según la NETA STANDARS son las siguientes:

##### **3.1.1 Medición de la Resistencia de Aislamiento DC**



### 3.1.1.1 Descripción

La medición de la resistencia de aislamiento DC en los transformadores se define como la resistencia en megaohmios que ofrece un aislamiento al aplicarle un voltaje de corriente directa durante un periodo determinado, medido a partir de la aplicación de la misma. A la aplicación de una tensión constante durante el tiempo que dura la prueba, resulta una pequeña corriente de fuga a través del aislamiento del equipo bajo prueba, la cual durante los primeros 2 a 3 minutos se ve frenada o disminuida muy sensiblemente por el efecto capacitivo del aislamiento y es llamada corriente de absorción dieléctrica. A partir de ese instante, es decir, desde el minuto 3 al 10 la corriente de fuga se debe ir reduciendo hasta quedar en un valor mínimo casi constante. En estas condiciones es llamada corriente de conducción irreversible.

Esta prueba permite determinar la resistencia del aislamiento de bobinas individuales desde las bobinas a tierra o de bobinas a bobinas. La resistencia de aislamiento se mide en megaohmios ( $M\Omega$ ) y se puede calcular mediante la corriente y el voltaje aplicado a la salida del transformador por el principio de ley ohm.

La medición de la resistencia de aislamiento DC suele ser afectada por variables como temperatura, humedad, voltaje de prueba y tamaño del transformador. Los valores que se obtienen de esta prueba deben ser normalizados a 20 °C y almacenados para futuras comparaciones.

Según la NETA MTS-1997 los valores mínimos de voltaje DC para medir la resistencia de aislamiento esta descrito en la tabla 3.1.

**Tabla 3.1 Voltaje mínimo DC para medir la resistencia de aislamiento**

<b>Voltaje del Transformador (V)</b>	<b>Mínimo Voltaje de Prueba DC (V)</b>
0-600	1000
601-5000	2500
> 5000	5000

### **3.1.1.2 Normas de Referencia**

- NETA STANDARS 1999. “Acceptance Testing Specifications for Electric Power Distribution Equipment and Systems”.
- IEEE STANDARS C57.12.90-1999. “Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers”.
- NETA MTS-1997
- IEEE 43-1974

### **3.1.2 Medición del Índice de Polarización e Índice de Absorción**

#### **3.1.2.1 Descripción**

El índice de polarización es un valor resultante entre la relación de la resistencia de aislamiento medida a los diez minutos y un valor de resistencia de aislamiento al minuto. Este parámetro nos da información sobre la humedad y el deterioro en el aislamiento sólido del arrollado.

Los valores del índice de polarización pueden variar desde encima de dos hasta valores bajos menores que uno, un valor aceptable podría ser por lo menos dos o mayor. Valores entre dos y uno indican condiciones marginales y por debajo de uno indican condiciones muy pobre.

$$IP = \frac{Ra_{10min}}{Ra_{60seg}} \quad \text{[Ecuación nro. 3.1]}$$

Donde:

**IP** = Índice de Polarización

**Ra10min** = Resistencia de Aislamiento medida a los 10 minutos

**Ra60seg** = Resistencia de Aislamiento medida a los 60 segundos

Sin embargo la prueba de Índice de Polarización no es adecuada para transformadores llenos con aceite. El concepto depende de las estructuras relativamente rígidas de los materiales aislantes sólidos. Debido a que la prueba IP se define por este fenómeno, no se puede aplicar con éxito a materiales fluidos puesto que el paso de la corriente de prueba a través de una muestra llena de aceite crea corrientes de convección que constantemente forman remolinos en el aceite, lo que da lugar a una carencia caótica de estructura que se opone con la premisa básica sobre la que descansa la prueba IP.

El radio de absorción dieléctrica se define como la razón de una lectura de resistencia de aislamiento tomada a los 30 segundos y otra tomada a los 60 segundos.

$$DAR = \frac{Ra_{60seg}}{Ra_{30seg}} \quad \text{[Ecuación nro. 3.2]}$$

Donde:

**DAR** = Es el radio de absorción dieléctrica

**Ra60seg** = Es la resistencia de aislamiento medida a los 60 segundos

**Ra30seg** = Es la resistencia de aislamiento medida a los 30 segundos

### **3.1.2.2 Normas de Referencia**

- NETA STANDARS 1999. “Acceptance Testing Specifications for Electric Power Distribution Equipment and Systems”.
- NETA MTS-1997
- IEEE STANDARS C57.12.90-1999. “Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers”.

### **3.1.3 Medición de la Relación de Transformación**

#### **3.1.3.1 Descripción**

La prueba de relación de transformación es un ensayo de rutina el cual se debe realizar en fábrica para el caso de transformadores nuevos. Asimismo es aplicable para equipos en servicio, como parte de los procedimientos de mantenimiento.

La relación de transformación de un transformador es el cociente de relación de vueltas en la bobina de alta y baja, es decir, el cociente del número de vueltas en el lado de alta tensión entre el número de vueltas en las bobinas de baja tensión.

Esta prueba permite identificar la posibilidad de cortocircuitos entre espiras de los devanados o bien la puesta a tierra accidental de las mismas hacia el núcleo, ya que esta prueba corrobora que el voltaje aplicado al devanado primario se transfiera correctamente al devanado secundario acorde al número de vueltas del conductor en

los devanados primario y secundario. También se puede verificar si existen fallas en el cambiador de tomas, la correcta polaridad y el grupo vectorial del transformador de potencia.

Se pueden emplear dos métodos para determinar la relación de transformación en transformadores: usando voltímetros conectados a los devanados de alto voltaje y bajo voltaje (cuando es necesario se conectan a través de transformadores de potencial). Por este procedimiento se fija un valor de voltaje en el devanado de alto voltaje del transformador, tomando la lectura correspondiente a este voltaje en el devanado secundario. Para compensar errores es conveniente intercambiar los voltímetros. Para transformadores trifásicos se usa una fuente de alimentación trifásica y se admite una tolerancia del  $\pm 1\%$ .

El otro método de medición de la relación de transformación es por medio de un aparato denominado TTR (Transformer Test-Turn Ratio) y que consiste en una serie de ajustes para dar suficiente precisión a la lectura, que se toma conectando cables a cada uno de los devanados del transformador.

Las expresiones para el cálculo de la relación de transformación de acuerdo al tipo de conexión que presenten los transformadores o autotransformadores son los mostrados en la tabla 3.2.

**Tabla 3.2 Expresiones para el cálculo de la relación de transformación**

<b>Ynyn</b>	<b>Dd</b>	<b>Dyn</b>	<b>Ynd</b>
$r = \frac{Valta_{LL}}{Vbaja_{LL}}$	$r = \frac{\sqrt{3} \times Valta_{LL}}{Vbaja_{LL}}$	$r = \frac{\sqrt{3} \times Valta_{LL}}{3 \times Vbaja_{LL}}$	

También es importante realizar el cálculo de desviación la cual se puede realizar mediante la siguiente fórmula.

$$desv(\%) = \frac{(RT_{teorica} - RT_{medida})}{RT_{teorica}} \times 100\% \leq \pm 0.5\% \quad [\text{Ecuación nro. 3.3}]$$

Donde:

**Desv (%)** = Es el valor de desviación en porcentaje.

**RTteorica** = Valor de la relación de transformación teórica o calculada.

**RTmedida** = Valor de la relación de transformación medida.

### 3.1.3.2 Normas de Referencia

- NETA STANDARDS 1999. “Acceptance Testing Specifications for Electric Power Distribution Equipment and Systems”.
- IEEE STANDARDS C57.12.90-1999. “Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers”.
- ANSI C57.12.70. 1978.
- IEC 60076-1:1993.
- AS-2374, parte 4-1982 (Norma Australiana).

### 3.1.4 Medición de la Corriente de Excitación

### 3.1.4.1 Descripción

Esta medición se basa en el análisis de la corriente de vacío para cada toma y su magnitud va en función del peso, calidad, estructura y densidad del flujo del núcleo.

Cuando al devanado primario se le aplica una tensión con el secundario abierto, fluye una pequeña corriente llamada “Corriente de Excitación”. Está formada o consiste en dos componentes: la de pérdida y la de magnetización. La componente de pérdida esta en fase con la tensión aplicada y su magnitud depende principalmente de las pérdidas sin carga del transformador (núcleo, cobre y aislamiento). La componente magnetizante atraza en  $90^\circ$  eléctricos a la tensión aplicada y su magnitud depende principalmente del número de vueltas en el devanado primario, de la forma de la curva de saturación y de máxima densidad de flujo de diseño del transformador.

El fundamento básico de este ensayo consiste en aplicar una tensión que no exceda el valor de tensión nominal del devanado entre cada una de las fases del transformador y en cada uno de los diferentes taps del cambiador de tensión a objeto de verificar el comportamiento de las pérdidas en miliamperios para cada uno de ellas.

Esta prueba permite detectar los daños que presentan los devanados y núcleos, por los esfuerzos electrodinámicos que produce un cortocircuito, falsos contactos en el taps del cambiador de tensión, aberturas parciales de las laminaciones del circuito magnético y también los malos manejos en su transportación.

### **3.1.4.2 Normas de Referencia**

- NETA STANDARS 1999. “Acceptance Testing Specifications for Electric Power Distribution Equipment and Systems”.
- IEEE STANDARS C57.12.90-1999. “Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers”.
- NETA 2001. “Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Distribution Equipment and System ”

### **3.1.5 Medición de la Resistencia Ohmica de los Devanados**

#### **3.1.5.1 Descripción**

Esta prueba se hace para medir la resistencia de cada devanado y de esta manera verificar el cálculo de las perdidas por efecto Joule, así como la componente de caída de voltaje por resistencia y la elevación de temperatura bajo carga. Otro punto que devela esta prueba es la verificación de que las conexiones internas están hechas correctamente y por lo tanto no existan falsos contactos o puntos de alta resistencia en las soldaduras de los devanados.

La medición de la resistencia ohmica de los devanados es la primera prueba que se debe realizar, debido a que la resistencia de los devanados varia con la temperatura, es por ello que se debe confirmar que el transformador no se haya excitado en un tiempo de 4 a 8 horas antes de la prueba ya que la temperatura no debe ser superior a los 20°.



Para efectuar esta medición, se hace uso de una fuente de corriente directa con voltímetros y amperímetros de rangos apropiados. Durante la prueba se debe tomar nota de la temperatura por medio de termómetros o termopares.

La resistencia de cada devanado se obtiene por simple aplicación de la ley de ohm, es decir, dividiendo el voltaje aplicado entre la corriente que circula y el resultado de esta debe estar en el orden de los mili ohmios ( $m\Omega$ ).

### **3.1.5.2 Normas de Referencia**

- IEEE STANDARS C57.12.90-1999. “Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers”.
- NETA 2001. “Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Distribution Equipment and System ”
- IEC 62271-102
- NETA STANDARS 1999. “Acceptance Testing Specifications for Electric Power Distribution Equipment and Systems”.

### **3.1.6 Medición de la Capacitancia y Factor de Potencia del Aislamiento**

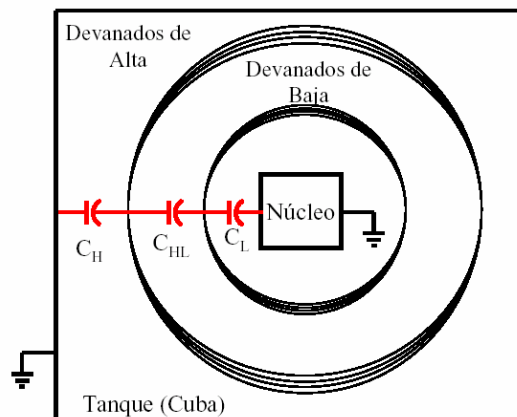
#### **3.1.6.1 Descripción**

La prueba de medición de la capacitancia y el factor de potencia permite medir la pérdida de potencia debido a las corrientes de fuga que circulan a través del aislamiento. La prueba consiste en aplicar un potencial determinado al aislamiento que se desea probar, con el objeto de conocer la potencia en watts que se disipa a través de él, la potencia aparente en voltios-amperios y la capacitancia del mismo. El

factor de potencia se calcula dividiendo los watts entre los voltios-amperios y el resultado se multiplica por 100.

El principio fundamental de las pruebas es la detección de algunos cambios de la característica del aislamiento, producidos por envejecimiento y contaminación del mismo, como resultado del tiempo y condiciones de operación del equipo y los producidos por el efecto corona.

Entre los factores que afectan la prueba y tienden a aumentar el valor de factor de potencia de los aislamientos de una manera notable son: la suciedad, la humedad relativa, la temperatura y la inducción electromagnética. Los aislamientos involucrados en transformadores pueden ser representados mediante las capacitancias mostradas en la figura 3.1



**Figura 3.1 Representación Física del Aislamiento**

Donde:

**CH:** Aislamiento entre conductores de alta y tierra (núcleo más el tanque aterrizado, incluyendo boquillas de alta, devanado, elementos estructurales y aceite).

**CL:** Aislamiento entre conductores de baja y tierra (núcleo más el tanque aterrizado, incluyendo boquillas de baja, devanado, elementos estructurales, y aceite).

**CHL:** Aislamiento entre devanados (barreras aislantes, aceite).

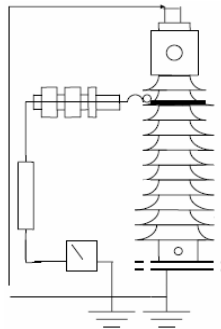
### **3.1.6.2 Normas de Referencia**

- IEEE STANDARDS C57.12.90-1999. “Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers”.
- NETA 2001. “Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Distribution Equipment and System ”
- NETA MTS-1997
- NETA STANDARDS 1999. “Acceptance Testing Specifications for Electric Power Distribution Equipment and Systems”.

### **3.1.7 Prueba de Collar Caliente**

#### **3.1.7.1 Descripción**

Esta prueba evalúa las condiciones en que se encuentra el aislamiento contenido entre la superficie de la porcelana donde se coloca el collar y el conductor central del bushing, pudiéndose de esta manera detectar grietas en la porcelana, así como también contaminación y/o deterioro incipientes. El procedimiento se inicia limpiando perfectamente la boquilla en su exterior y en el 2º faldón de arriba se le coloca una banda conductora bien ajustada por donde se aplica el potencial del equipo de prueba; la otra terminal se conecta en el conector normal de la boquilla. Se realiza la prueba tomándose las lecturas de mVA y de mW el valor mas importante resulta ser la fuga de potencia en (mW), cuyo valor no deberá ser mayor de 6 mW.



**Figura 3.2 Esquema para Prueba de Collar Caliente**

### **3.1.7.2 Normas de Referencia**

- NETA STANDARDS 1999. “Acceptance Testing Specifications for Electric Power Distribution Equipment and Systems”.

### **3.1.8 Prueba al Aceite Aislante del Transformador o Autotransformador**

#### **3.1.8.1 Descripción**

Las pruebas del aceite aislante de los transformadores consisten en realizar un análisis Físico-Químico el cual proporcione la información relativa a la calidad del aceite, indicando sus condiciones químicas, mecánicas y eléctricas, así como una proyección de los efectos que la condición del aceite puedan aportar al sistema de aislamiento.

Estos análisis se componen de un grupo de pruebas predeterminadas que proporcionan la información necesaria para determinar la calidad del aceite y sus efectos en el sistema de aislamiento. Cada prueba a realizar tiene su importancia individual, así como la combinación de los resultados de las mismas y la calidad en el

desarrollo de cada prueba es determinante para el diagnóstico; la descripción de cada una de ellas se desarrolla como una guía de interpretación de resultados.

Las pruebas que componen a los análisis Físico-Químicos son las siguientes:

**- Color**

El principal significado del color es que la razón de cambio de prueba del aceite en el mismo equipo indica la razón de deterioro o contaminación. Un cambio notable de color en corto periodo indica contaminación o deterioro. Un color oscuro no significa cambio en el número de neutralización o viscosidad indica contaminación con material extraño.

El color de aceite aislante es determinado por el principio de transmisión de luz y es expresado como un valor numérico basado en comparaciones con una serie de colores estándares, siguiendo el método D-1500 de la ASTM.

**- Prueba Rigidez Dieléctrica**

El aceite de un transformador cumple con dos funciones elementales como lo son el enfriado y aislamiento de los devanados eléctricos. Como el aislante estará sometido a grandes tensiones de operación es necesario que cumpla con una prueba de tensión disruptiva mínima que se pudiera presentar y de este modo prevenir percances que pudieran ser más costosos.

Esta prueba mide la fuerza a la cual el líquido aislante puede disruptir cuando se le aplica una diferencia de potencial entre los electrodos sumergidos en dicho líquido bajo condiciones prescritas. La prueba se realiza siguiendo el procedimiento bajo la norma ASTM-D 877.

Un aceite limpio y seco se caracteriza por tener una alta rigidez dieléctrica (típicamente en 60KV con un error de 0.1%). La presencia de agua, sólidos y sustancias polares reducen sensiblemente la rigidez dieléctrica.

#### - **Tensión Interfacial**

Este método de prueba cubre la medida de la tensión interfacial entre el aceite mineral y el agua, bajo condiciones de desequilibrio y es expresada en mili-newton por metro (mN/m) en una escala de 0 a 100. La medida de la tensión interfacial indica la presencia de compuestos hidrófilos. Estos compuestos son considerados como indicadores de contaminantes en el caso de aceites nuevos y oxidación o deterioro del producto si el aceite es usado.

Un descenso paulatino de la tensión Interfacial del aceite aislante es señal del envejecimiento del aceite. Por lo tanto un aceite con baja tensión Interfacial no recupera su rigidez dieléctrica, aunque sea deshidratado o purificado.

#### - **Número de Neutralizaciones**

Esta prueba se rige bajo el procedimiento ASTM D 974 el cual se emplea para determinar la existencia de componentes ácidos en el petróleo, productos lubricantes solubles o casi solubles y en mezclas del alcohol.

El número de neutralizaciones, es el número en miligramos de hidróxido de potasio requeridos para neutralizar el ácido en un gramo de aceite. También determina la cantidad de ácido orgánico en dicho aceite e indica deterioro o cambios químicos en este (formación de lodo). Un alto nivel de acidez es un indicativo de que existe lodo suspendido en el aceite aislante.

### - **Aspecto Visual**

La condición de la prueba es estimada por observación cambios de color y existencias de partículas o algún tipo materia suspendida en el aceite a través de la luz reflejada. Por medio de este método de prueba de color y la condición de la muestra se puede estimar durante una inspección de campo la condición del aceite de esta manera se podrá tomar una decisión si se debe enviar la muestra a un laboratorio para que le realicen una evaluación mas completa.

La oscuridad y la presencia de partículas en el aceite es producto de la corrosión del metal y otros materiales indeseables que se encuentren suspendidos, tan bien como cualquier cambio inusual en el color pueden ser detectados.

### - **Contenido de Agua**

Este método de prueba cubre la medida del agua presente en líquidos aisladores por la titulación culombiométrica de Karl Fischer mediante el método ASTM D-1533.

Debido a las características Físico-químico, el agua puede causar muchos daños al sistema aislante y a otros componentes, de un transformador de potencia. La presencia de agua en el aceite, en la celulosa del papel y la madera del transformador contribuye a oxidar y degradar dicho material, disminuyendo la rigidez dieléctrica del aceite aislante y afectando los metales ferrosos presentes en el equipo (corrosión de la carcasa y del núcleo del transformador). Las condiciones del aceite aislante se determinan de acuerdo al contenido de agua en este en partes por millones en peso (ppm).

### - Factor de Potencia

El factor de potencia del líquido aislante es el coseno del ángulo entre el voltaje aplicado y la corriente resultante. El factor de potencia indica las pérdidas dieléctricas del líquido aislante y la energía disipada por calentamiento. Un alto valor de factor de potencia (mayor o igual de a 0,5%) representa deterioro y/o contaminación de aceite por humedad, carbonización, oxidación.

#### 3.1.8.2 Normas de Referencia

- ASTM D 1500-91. “Test Method for ASTM Color of Petroleum Products (ASTM Color Scale)”.
- ASTM D 877-87. “Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids using Disk Electrodes”.
- ASTM D 1816-84a (1990). Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Oils of Petroleum Origin Using VDE Electrodes”.
- ASTM D 971-91. 2Test Method for Interfacial Tension of Oil against Water by the Ring Method”.
- ASTM D 974-95. “Test Method for Acid and Base Number by Color-Indicator Titration”.
- ASTM D 1524-94 (1990). “Test Method for Visual Examination of Used Electrical Insulating Oils of Petroleum Origin in the Field”.
- ASTM D 1533-88. “Test Methods for Water in Insulating Liquids (Karl Fischer Reaction Method)”.



- ASTM D 924-98 (1990). “Test Method for A-C Loss Characteristics and Relative Permittivity (Dielectric Constant) of Electrical Insulating Liquids”.
- IEEE STANDARDS C57.12.90-1999. “Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers”.
- NETA 2001. “Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Distribution Equipment and System ”
- NETA STANDARDS 1999. “Acceptance Testing Specifications for Electric Power Distribution Equipment and Systems”.
- IEC 60666 /0567/60599/60970
- ISO 4406

**Tabla 3. 3 Límites Sugeridos para los Líquidos Aislantes**

<b>Pruebas al Aceite Aislante</b>	<b>Método ASTM</b>	<b>TXs &lt; 69kV</b>	<b>TXs &gt; 69kV &lt; 230kV</b>	<b>TXs &gt; 230kV</b>
Máxima Escala de Color	D 1500	0.5	0.5	0.5
Nivel de Interrupción Dieléctrica Mínima en kV a 1mm	D 1816	23	28	30
Nivel de Interrupción Dieléctrica Mínima en kV a 2mm	D 1816	40	47	50
Nivel Mínimo de Tensión Interfacial, mN/m	D 971	25	30	32
Numero Máximo de Neutralización , mg KOH/g	D 974	0.20	0.15	0.10

Aspecto visual	D 1524	limpio	limpio	limpio
Máximo Contenido de Agua ppm	D 1533	35	25	20
Factor de potencia a 25 °C, %	D 924	0.50	0.50	0.50

### **3.2 Pruebas Eléctricas que se realizan a Disyuntores o Interruptores de Potencia**

Las pruebas eléctricas a las que son sometidos los interruptores de potencia o disyuntores de acuerdo a la norma NETA STANDARS son las siguientes:

#### **3.2.1 Medición de la Resistencia de Aislamiento DC, Índice de Polarización e Índice de Absorción**

##### **3.2.1.1 Descripción**

Las pruebas de resistencia de aislamiento en interruptores de potencia son importantes, para conocer las condiciones de sus aislamientos. En los interruptores de gran volumen de aceite se tienen elementos aislantes de materiales higroscópicos, como son el aceite, la barra de operación y algunos otros que intervienen en el soporte de las cámaras de arco; también la carbonización causada por las operaciones del interruptor ocasiona contaminación de estos elementos y por consiguiente una reducción en la resistencia de aislamiento. La prueba de resistencia de aislamiento se aplica a otros tipos de interruptores, como los de pequeño volumen de aceite, de vacío y SF6 en los que normalmente se usa porcelana como aislamiento.

Con esta prueba se verifica que el interruptor cumple con la resistencia mínima soportable bajo la operación a la que serán sometidos y consiste en aplicar con un instrumento de medición una tensión en DC, entre cada uno de los polos del interruptor con respecto a tierra en posición cerrado, entre los extremos de cada uno de los polos del interruptor en posición cerrado.

El índice de polarización se obtiene mediante lecturas de la medición de resistencia de aislamiento (10 minutos y 60 segundos), con la finalidad de indicar con mayor precisión y exactitud el estado del aislamiento de un interruptor. Con respecto al índice de absorción es el mismo método sin embargo las lecturas son tomadas para 30 segundos y 60 segundos.

En líneas generales un índice de polarización aceptable varia de 1.5 a 2 o mayor, pero por debajo de los valores mencionados indica que el equipo probablemente requiera de estudios mas detallados.

### **3.2.1.2 Normas de Referencia**

- NETA 2001. “Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Distribution Equipment and System ”
- IEEE STANDARS C57.12.90-1999. “Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers”.
- NETA MTS-1997

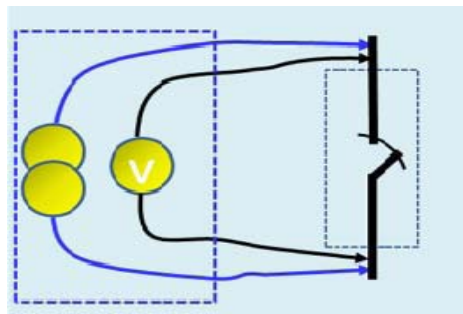
### **3.2.2 Medición de la Resistencia de Contacto**

### 3.2.2.1 Descripción

Con esta prueba se persigue la determinación de la resistencia óhmica de los contactos en cada polo de los interruptores. Esta prueba dará una indicación clara de la integridad de los mismos. Tratándose de interruptores donde existen puntos de contacto a presión, y que interrumpen altas corrientes de operación y de fallas, estos se deterioran con mayor facilidad dependiendo del número de operaciones. Los datos del fabricante son muy importantes para la comparación contra los valores obtenidos en campo con el fin de proceder a su revisión o cambio.

Para realizar la medida se utiliza un equipo que inyecta una elevada corriente continua con tensiones relativamente bajas, mientras registra la tensión que aparece en bornes. La resistencia es el cociente entre ambos valores una vez que ambos llegan a ser estables.

La medida debe ser corregida en temperatura y el resultado debe de ser comparable con las medidas del protocolo de fábrica. La medida ha de ser realizada a “cuatro hilos” para evitar incluir en el circuito de medida la resistencia extra de los cables de ensayo de corriente. Los resultados de las mediciones deben estar en el orden de los microhmios ( $m\Omega$ ) y muy similares entre las 3 fases del interruptor. Cuando existan discrepancias, esto es indicativo de erosión en el contacto.



**Figura 3.3 Representación para la Medición de la Resistencia de Contacto**

### **3.2.2.2 Normas de Referencia**

- NETA 2001. “Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Distribution Equipment and System ”
- IEEE STANDARDS C37.10-2002. “Guide for Diagnostics and Failure Investigation of Power Circuito Breaker”
- NEMA Standard AB4-1991. “Guidelines for Inspection and Preventive Maintenance of Molded-Case Circuit Breakers Used in Commercial and Industrial Applications”

### **3.2.3 Medición de la Capacitancia y Factor de Potencia del Aislamiento**

#### **3.2.3.1 Descripción**

La prueba de factor de potencia consiste en aplicar el potencial de prueba a cada una de las terminales del interruptor, con el objeto de medir pérdidas en milivatios (mW) y mili amperes (mA), verificándose también la calidad del aislamiento del equipo.

El interruptor como equivalente dieléctrico es el equipo de potencia más complicado, por eso antes de realizar una prueba se deberá tener presente el tipo de interruptor a probar, a objeto de utilizar el diagrama dieléctrico adecuado.

La prueba se realiza con el interruptor abierto para determinar las pérdidas de potencia y la capacitancia de aislamiento en las cámaras y las columnas del equipo. Después con el interruptor cerrado se mide las pérdidas de potencia y la capacitancia de la columna de aislamiento.

Las pérdidas dieléctricas de los aislamientos no son las mismas estando el interruptor abierto que cerrado, porque intervienen diferentes aislamientos. Con el interruptor cerrado intervienen las pérdidas en boquillas y de otros aislamientos auxiliares, con el interruptor abierto intervienen las pérdidas en boquillas y en el aceite aislante. Esto es para el caso de interruptores de gran volumen de aceite.

### **3.2.3.2 Normas de Referencia**

- IEEE STANDARDS C57.12.90-1999. “Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers”.
- NETA 2001. “Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Distribution Equipment and System”.
- ANSI/IEEE C37-1995. “Guides and Standards for Circuit Breakers, Switchgear, Relays, Substations, and Fuses”.

### **3.2.4 Medición de los Tiempos de Operación**

#### **3.2.4.1 Descripción**

El objetivo de la prueba es la determinación de los tiempos de operación de los interruptores de potencia en sus diferentes formas de maniobra, así como la verificación del sincronismo de sus polos o fases. El principio de la prueba se basa en una referencia conocida de tiempo trazado sobre el papel del equipo de prueba, se obtienen los trazos de los instantes en que los contactos de un interruptor se tocan o se separan a partir de las señales de apertura y cierre de los dispositivos de mando del interruptor, estas señales de mando también son registradas sobre la gráfica, la señal de referencia permite medir el tiempo y la secuencia de los eventos anteriores.

### - Tiempo de Apertura

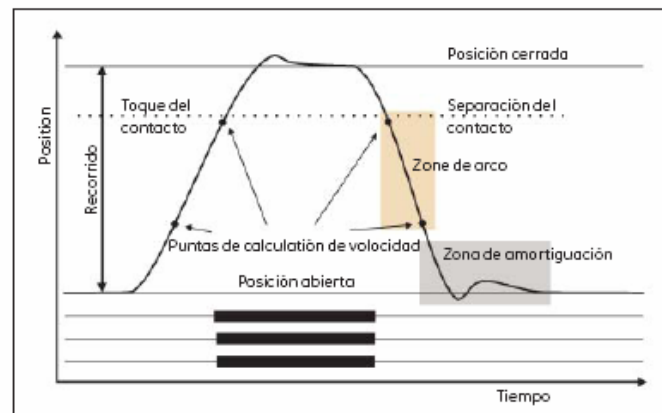
Es el tiempo medido desde el instante en que se energiza la bobina de disparo, hasta el instante en que los contactos de arqueo sean separados.

### - Tiempo de Cierre

Es el intervalo de tiempo medido desde el instante en que se energiza la bobina de cierre, hasta el instante en que se tocan los contactos primarios de arqueo en todos los polos.

### - Prueba de Simultaneidad

El objetivo de la prueba es obtener la diferencia en tiempo entre el polo más rápido y el polo más lento cuando se da una orden ya sea de cierre o apertura.



**Figura 3.4 Representación Grafica de los Tiempos de Operación del Disyuntor**

### **3.2.4.2 Normas de Referencia**

- IEEE STANDARS C37.10-2002. “Guide for Diagnostics and Failure Investigation of Power Circuito Breaker”
- ANSI/IEEE C37-1995. “Guides and Standards for Circuit Breakers, Switchgear, Relays, Substations, and Fuses”.

### **3.3 Pruebas Eléctricas que se realizan a Seccionador de Potencia**

De acuerdo a lo establecido por la norma NETA STANDARS, las que pruebas eléctricas que se realizan son las siguientes:

#### **3.3.1 Medición de la Resistencia de Aislamiento DC**

##### **3.3.1.1 Descripción**

Corresponde principalmente a la medida de la conductividad superficial del aislamiento y se utiliza en la detección de un fallo inminente. Facilita la decisión de intervención inmediata, así como el conocimiento de la tendencia a largo plazo de un deterioro progresivo y la estimación global del nivel de aislamiento realmente existente.

##### **3.3.1.2 Normas de Referencia**

- NETA 2001. “Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Distribution Equipment and System ”



- IEEE STANDARDS C57.12.90-1999. “Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers”.

### **3.3.2 Medición de la Capacitancia y Factor de Potencia del Aislamiento**

#### **3.3.2.1 Descripción**

Esta prueba tiene como objetivo evaluar las pérdidas de potencia activa, reactiva y aparente y a la vez verificar el buen aislamiento capacitivo bajo de factor de potencia de los seccionadores.

#### **3.3.2.2 Normas de Referencia**

- IEEE STANDARDS C57.12.90-1999. “Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers”.
- NETA 2001. “Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Distribution Equipment and System”.
- ANSI/IEEE C37-1995. “Guides and Standards for Circuit Breakers, Switchgear, Relays, Substations, and Fuses”.

### **3.3.3 Medición de la Resistencia de Contacto**

#### **3.3.3.1 Descripción**

Las características eléctricas de un contacto, en elementos de maniobra como el seccionador, dependen del número de interrupciones y de la energía del arco acumulada, ya que provocan el desgaste de sus componentes, pérdida de presión de

contacto y presencia de impurezas al depositarse una película particularmente aislante en la superficie. Asimismo, los esfuerzos que se producen durante las fallas, la acción del viento y las vibraciones transmitidas durante las maniobras, empeoran las características mecánicas de los puntos de conexión de los equipos. El control del valor de la resistencia eléctrica en las uniones de conductores que forman un circuito eléctrico, permite determinar la máxima intensidad que puede circular a través de ellas, sin que se sobrepasen los límites de calentamiento admitidos para cada tipo de material que componen la unión.

### **3.3.3.2 Normas de Referencia**

- NETA 2001. “Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Distribution Equipment and System ”
- NETA MTS-1997

### **3.3.4 Medición de los Tiempos de Operación**

#### **3.3.4.1 Descripción**

Una de las principales medidas que se realizan en el mantenimiento de seccionadores, consiste en el control de los tiempos propios requeridos en la realización de maniobra de cierre y apertura. El control de estos valores posibilita los ajustes precisos para garantizar la correcta operación de los equipos y permite programar adecuadamente la revisión necesaria para sustituir piezas y componentes.

#### **3.3.4.2 Normas de Referencia**

- ANSI/IEEE C37-1995. “Guides and Standards for Circuit Breakers, Switchgear, Relays, Substations, and Fuses”.
- NETA 2001. “Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Distribution Equipment and System”.

### **3.3.5 Pruebas de Simultaneidad**

#### **3.3.5.1 Descripción**

La medida del tiempo de maniobra en cada uno de los seccionadores permite conocer el nivel de sincronismo alcanzado por los contactos, tanto linealmente como transversalmente facilitando una información complementaria del balance de energías en la maniobra.

#### **3.3.5.2 Normas de Referencia**

- ANSI/IEEE C37-1995. “Guides and Standards for Circuit Breakers, Switchgear, Relays, Substations, and Fuses”.
- NETA 2001. “Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Distribution Equipment and System”.

### **3.4 Pruebas Eléctricas que se realizan a los Transformadores de Potencial y de Intensidad**

Las pruebas eléctricas a la cual deben ser sometidos los transformadores de potencial y de intensidad según la NETA STANDARS son:

### **3.4.1 Medición de la Resistencia de Aislamiento e Índice de Polarización**

#### **3.4.1.1 Descripción**

El objetivo de la prueba es medir la resistencia en mega ohmios, mediante la inyección de tensión DC. Para el cálculo del Índice de polarización se extenderá la prueba de resistencia de aislamiento a 10 minutos.

#### **3.4.1.2 Normas de Referencia**

- NETA 2001. “Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Distribution Equipment and System ”
- IEEE STANDARS C57.12.90-1999. “Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers”.
- NETA MTS-1997

### **3.4.2 Medición de Relación de Transformación**

#### **3.4.2.1 Descripción**

La prueba consiste en comprobar los datos de placa, verificando así la relación entre las corrientes primaria real y la corriente secundaria real del transformador. Registrar valores de corriente de prueba, corriente del secundario, ángulo de fase del devanado secundario con respecto al ángulo del devanado primario y el porcentaje de error de la relación de transformación.

Se usa el método de la corriente, para transformadores de medida se inyecta una corriente entre 5, 20,100 y/o 120 por ciento la corriente nominal primaria y se mida la corriente del secundario.

#### **3.4.2.2 Normas de Referencia**

- IEEE STANDARDS C57.12.90-1999. “Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers”.
- ANSI C57.12.70. 1978.
- IEC 60076-1:1993.

#### **3.4.3 Medición de la Capacitancia y Factor de Potencia del Aislamiento**

##### **3.4.3.1 Descripción**

Esta prueba proporciona una medida de la condición total del aislamiento, ya que permite detectar la humedad y otras contaminaciones causantes de pérdidas en los devanados. La prueba consiste en inyectar un voltaje AC dependiendo del nivel de tensión nominal del devanado primario, de modo que se pueda observar las pérdidas en mW, mA y el valor de la capacitancia. Se deben registrar valores de corrientes de fuga, pérdidas dieléctricas, capacitancia, factor de potencia del aislamiento.

#### **3.4.4 Medición de los VA de la Carga**

#### **3.4.4.1 Descripción**

Esta prueba consiste en medir la carga secundaria del transformador de corriente inyectando una corriente alterna desde el secundario.

#### **3.4.4.2 Normas de Referencia**

- NETA 2001. “Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Distribution Equipment and System ”

#### **3.4.5 Medición de la Corriente de Excitación**

##### **3.4.5.1 Descripción**

Es una prueba donde se inyecta corriente y se detecta posible problemas con las conexiones y las condiciones del devanado. Es el mismo concepto que se describe para transformadores de potencia.

##### **3.4.5.2 Normas de Referencia**

- NETA STANDARS 1999. “Acceptance Testing Specifications for Electric Power Distribution Equipment and Systems”.
- NETA 2001. “Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Distribution Equipment and System ”

#### **3.5 Pruebas que se realizan al Descargador o Pararrayo**

### **3.5.1 Medición de la Resistencia de Aislamiento**

#### **3.5.1.1 Descripción**

Esta prueba es utilizada para detectar bajo nivel de aislamiento o de resistencia de aislamiento hacia tierra o entre bobinas, resultado de la carbonización, debido a la presencia de humedad o bien al polvo con el que se ha contaminado.

### **3.5.2 Medición de la Corriente de Fuga**

#### **3.5.2.1 Descripción**

Los pararrayos se encuentran sometidos durante el servicio a la influencia de diferentes sobretensiones, tanto temporales como de maniobra y atmosféricas, que envejecen sus componentes y pueden causar su avería. La evaluación de los pararrayos puede hacerse a partir de la medida y control de la componente resistiva de la corriente de fuga que les atraviesa de forma permanente durante el servicio normal.

#### **3.5.2.2 Normas de Referencia**

- NETA STANDARDS 1999. “Acceptance Testing Specifications for Electric Power Distribution Equipment and Systems”.
- NETA 2001. “Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Distribution Equipment and System

## **CAPITULO IV:**

### **DESCRIBIR EL PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS DE MEDICION VANGUARD Y OMICRON.**

El presente capítulo es una descripción de los equipos de medición CPC – 100, CP – TD1, CT - 6500 S2, ATO – 400 Y ATRT – 03 S2 de la marca Vanguard y Omicrón adquiridos por la empresa CADAFE para realizar las pruebas eléctricas correspondiente al mantenimiento de los equipos de alta tensión de la subestación. En el capítulo se menciona el principio de funcionamiento en el cual se basan los equipos para realizar las mediciones, las características técnicas, los componentes y las diversas aplicaciones que poseen cada uno.

#### **4.1 Equipo de Medición Omicrón CPC – 100**

El CPC – 100 es un sistema multifuncional de pruebas primarias para el mantenimiento de los equipos de la subestación eléctrica, desarrollado por la empresa OMICRON ELECTRONICS, esta dotado de un PC integrado y puede suministrar hasta 800A y 2000 V con una gama de frecuencias que va de 15 Hz a 400 Hz. El equipo también puede medir valores de corriente y tensión analógicas con alta precisión y sus medidores de resistencia se ajustan automáticamente al rango de medición, pasando de micro-ohmios ( $\mu\Omega$ ) a kilo-ohmios ( $k\Omega$ ). El software que utiliza el equipo permite realizar pruebas pre-establecidas y crea automáticamente informes personalizables.

##### **4.1.1 Aplicaciones del Omicrón CPC – 100**

El equipo multifuncional CPC – 100 esta hecho para aplicaciones de pruebas a transformadores de corriente, transformadores de tensión y a transformadores de



potencia, también tiene aplicaciones a resistencias, relés de protección y otras, las cuales se pueden manejar desde el panel de control frontal del equipo.

#### **4.1.2 Transformador de Corriente (TC)**

Para transformadores de corriente el Omicrón CPC – 100 realiza las funciones de:

- Prueba de relación de transformación, polaridad, mediante la tarjeta de prueba “Relación TC”.
- Medición de la carga del TC, usando la tarjeta de prueba “Carga TC”.
- Medida de excitación o curva de desmagnetización aplicando la tarjeta de prueba “Excitación TC”.
- Medición de la resistencia del devanado, con la tarjeta de aplicación “Res. Dev”.
- Prueba de sobretensión o prueba para la capacidad dieléctrica del aislante, entre el devanado primario y secundario o entre tierra y el devanado secundario mediante la tarjeta “Prueba de Aislamiento”.
- Prueba de relación de transformación, polaridad, empleando tensión con la tarjeta de prueba “Relación TC\_V”.
- Mide la relación de los TC que responden al principio de la bobina Rogowski (la tensión inducida es proporcional a la derivada de la corriente con respecto al tiempo) con la tarjeta “TC Rogowski”.

- Mide la relación de los TC con el principio de baja potencia (la tensión de salida es proporcional a la corriente del primario), empleando la tarjeta de prueba “TC Baja Potencia”.
- Comprueba la polaridad.

#### **4.1.3 Transformador de Tensión**

Para transformadores de potencial el equipo de medición realiza las funciones aplicando las tarjetas de pruebas correspondientes:

- Medición de la relación y polaridad del transformador de tensión capacitivo o inductivo con la tarjeta de prueba “Relación TT”.
- Medición de la carga conectada al secundario del TT, “Carga TT”.
- Medición de la relación y polaridad de TT electrónicos no convencionales, “TT Electrónico”.
- Prueba de capacidad dieléctrica, “Prueba de Aislamiento”.
- Comprobación de polaridad.

#### **4.1.4 Transformador de Potencia**

Para los transformadores de potencia el equipo de medición permite realizar:

- Mide la relación y la corriente de magnetización por toma, con la tarjeta “Relación TP”.

- Mide la resistencia del devanado por toma y detecta interrupciones de los interruptores de derivación del conmutador de tomas en carga (On - Load Tap Changer - OLTC), “Comprobar Tomas TP”.
- Mide la impedancia compleja en cortocircuito.

#### **4.1.5 Resistencia**

Para aplicaciones a resistencia se tienen las siguientes:

- Mide equipos en prueba con resistencia muy baja, como contactos de disyuntores y conectores de cable a barras con la tarjeta “Resistencia”.
- Mide la resistencia de tierra o la georresistividad, aplicando la tarjeta “Res. Tierra”.

#### **4.1.6 Principio de Funcionamiento del CPC – 100**

El sistema funcional del equipo de medición CPC – 100 permite realizar una serie de pruebas que hace posible el diagnóstico de equipos de alta tensión que componen una subestación. En líneas generales el equipo está compuesto por fuentes o amplificadores de corriente con salida máxima de hasta 800 amperios en corriente continua CA y 400 en corriente directa CC y fuente de tensión con un rango máximo de 2000 voltios en CA, además de una serie de equipos de medición conectados y controlados por un microprocesador interno la cual permite enlazar todos los dispositivos cuando se le exige el desarrollo de una prueba. Para cada medición el equipo realiza distintas funciones, algunas de descritas a continuación:

Prueba de relación de transformación y polaridad (TC y TT), para esta prueba el CPC – 100 inyecta una corriente directamente desde el primario de transformador y realiza la medición por el secundario del mismo, registrando corriente del secundario con magnitud y ángulo, porcentaje de error, polaridad en los terminales y carga en VA conectada, además del factor de potencia ( $\cos \phi$ ). El equipo emplea la salida de 800 A en corriente alterna y de entrada: 10 A CA/ 3V o 300 vía pinza de corriente. Para el caso de los transformadores de tensión la salida usada es 2 KVCA y la medición es la misma para el TC pero con inyección de tensión, el equipo registra la magnitud y en ángulo del voltaje en el secundario y la desviación con respecto a la relación nominal.

Medición de la carga del TC conectado con inyección directa de corriente desde el secundario con el TC desconectado, el equipo mide para la prueba tensión del secundario en magnitud y ángulo, también mide el factor de potencia y carga en VA. Usa la salida de hasta 6 amperes en CA y la entrada de hasta 10 amperes CA/ 3V o 300V.

Prueba de excitación o medición de la curva de magnetización, en esta medición el equipo CPC – 100 suministra una tensión de prueba usando la salida de 2 KV CA. Conectado entre la salida de tensión y el secundario abierto del TC, el equipo registra automáticamente la curva de magnetización y calcula automáticamente el punto de saturación. Luego de la prueba tiene lugar un proceso automático de desmagnetización. La prueba se hace con una fuente de tensión regulada.

#### **4.1.7 Características y Componentes del CPC – 100**

El CPC – 100 tiene las siguientes características:

- Posee un peso 29 kgrs incluyendo carcasa robusta con cubierta.
- Dimensiones 468x395x233mm.
- Alimentación monofásico, nominal 100V CA – 240 V CC, 16 A y permisible 85V CA – 264 V CA.
- Frecuencia nominal 50/60 Hz ajustable en la pantalla del equipo.
- Consumo de 3500VA, máximo 7000VA para un tiempo menor a 10 seg.
- Temperatura para la operación desde -10°C hasta 55°C y para almacenamiento, desde -20°C hasta 70°C.
- Rango de humedad permisible entre 5% al 95% de humedad relativa sin condensación.
- Para la Sección del Generador/Salida

La salida puede ser de tensión o corriente, seleccionada automáticamente por el software o manualmente por el usuario. La siguiente tabla muestra el rango para salidas de corriente tanto alterna como continua, la amplitud, el tiempo máximo de duración para el suministro de corriente en la prueba, la tensión máxima, potencia aparente y rango de frecuencia.

**Tabla 4.1 Parámetros para los valores de corriente.**

Rango	Amplitud	$t_{\text{máx}}^1$	$V_{\text{máx}}^2$	$\text{Pot}_{\text{máx}}^2$	Frec.
800A CA <sup>3</sup>	0...800 A	25 s	6.0 V	4800 VA	15-400 Hz
	0...400 A	8 min	6.4 V	2560 VA	15-400 Hz
	0...200 A	> 2 h	6.5 V	1300 VA	15-400 Hz
6A <sup>10</sup>	0...6 A	> 2 h	55 V	330 VA	15-400 Hz
3A <sup>10</sup>	0...3 A	> 2 h	110 V	330 VA	15-400 Hz
400A CC	0...400 A	2 min	6.5 V	2600 W	DC
	0...300 A	3 min	6.5 V	1950 W	DC
	0...200 A	> 2 h	6.5 V	1300 W	DC
6A DC <sup>4, 10</sup>	0...6 A	> 2 h	60 V	360 W	DC

Para las salidas de Tensión:

**Tabla 4.2 Parámetros para los valores de tensión.**

Rango	Amplitud <sup>5</sup>	$t_{\text{máx}}$	$I_{\text{máx}}$	$\text{Pot}_{\text{máx}}^5$	Frec.
2 kV CA <sup>3</sup>	0...2 kV	1 min	1.25 A	2.5 kVA	15-400 Hz
	0...2 kV	> 2 h	0.5 A	1.0 kVA	15-400 Hz
1 kV CA <sup>3</sup>	0...1 kV	1 min	2.5 A	2.5 kVA	15-400 Hz
	0...1 kV	> 2 h	1.0 A	1.0 kVA	15-400 Hz
500 V CA <sup>3</sup>	0...0.5 kV	1 min	5.0 A	2.5 kVA	15-400 Hz
	0...0.5 kV	> 2 h	2.0 A	1.0 kVA	15-400 Hz
130V AC <sup>10</sup>	0...130 V	> 2 h	3.0 A	390 VA	15-400 Hz

Medida internas de las Salidas:

**Tabla 4.3 Precisión de mediciones internas**

Salida	Rango	Precisión garantizada			Precisión típica <sup>6</sup>		
		Amplitud		Fase	Amplitud		Fase
		lectura	Escala Tot.	Escala Tot.	lectura	Escala Tot.	Escala Tot.
800 A CA	-	0.20 %	0.20 %	0.20 °	0.10 %	0.10 %	0.10 °
400 A CC	-	0.40 %	0.10 %	-	0.20 %	0.05 %	-
2 kV CA	2000 V	0.10 %	0.10 %	0.20 °	0.05 %	0.05 %	0.10 °
	1000 V	0.10 %	0.10 %	0.30 °	0.05 %	0.05 %	0.15 °
	500 V	0.10 %	0.10 %	0.40 °	0.05 %	0.05 %	0.20 °
	5 A	0.40 %	0.10 %	0.20 °	0.20 %	0.05 %	0.10 °
	50 mA	0.10 %	0.10 %	0.20 °	0.05 %	0.05 %	0.10 °

- Para la sección de Entradas del equipo:

**Tabla 4.4 Entradas de medida**

Entrada	Imped.	Rango	Precisión garantizada			Precisión típica*		
			Amplitud		fase	Amplitud		Fase
			lectura	Fondo escala	Fondo escala	lectura	Fondo escala	Fondo escala
I CA/CC <sup>1,2</sup>	< 0.1 Ω	10 A CA	0.10 %	0.10 %	0.20 °	0.05 %	0.05 %	0.10 °
		1 A CA	0.10 %	0.10 %	0.30 °	0.05 %	0.05 %	0.15 °
		10 A CC	0.05 %	0.15 %	-	0.03 %	0.08 %	-
		1 A CC	0.05 %	0.15 %	-	0.03 %	0.08 %	-
V1 CA <sup>3</sup>	500 kΩ	300 V	0.10 %	0.10 %	0.20 °	0.05 %	0.05 %	0.10 °
		30 V	0.10 %	0.10 %	0.20 °	0.05 %	0.05 %	0.10 °
		3 V	0.20 %	0.10 %	0.20 °	0.10 %	0.05 %	0.10 °
		300 mV	0.30 %	0.10 %	0.20 °	0.15 %	0.05 %	0.10 °
V2 CA <sup>3</sup>	10 MΩ	3 V	0.05 %	0.15 %	0.20 °	0.03 %	0.08 %	0.10 °
		300 mV	0.15 %	0.15 %	0.20 °	0.08 %	0.08 %	0.10 °
		30 mV	0.20 %	0.50 %	0.30 °	0.10 %	0.25 %	0.15 °
V CC <sup>1,2</sup>	500 kΩ	10 V	0.05 %	0.15 %	-	0.03 %	0.08 %	-
		1 V	0.05 %	0.15 %	-	0.03 %	0.08 %	-
		100 mV	0.10 %	0.20 %	-	0.05 %	0.10 %	-
		10 mV	0.10 %	0.30 %	-	0.05 %	0.15 %	-

El equipo Omicrón además posee los siguientes componentes en su panel frontal:

1. Salida de 6 amperes o 130 voltios CA.
2. Salida de corriente de 6amperes CC.
3. Entrada de medición de corriente CA o CC.
4. Entrada de medición de tensión 300V CA.
5. Entrada de medición de bajo nivel de tensión de 3V CA.
6. Entrada de medición de tensión CC / medición de resistencia con dos hilos.
7. Entrada binaria de contactos sin potencia o tensiones hasta 300V CC.
8. Cerradura de seguridad.
9. Indicadores luminosos de señales.
10. Botón de parada de emergencia.
11. Teclas para la selección rápida de la aplicación.
12. Teclas para la selección rápida de la vista que interesa.

13. Monitor LCD.
14. Teclas multifunción según la aplicación seleccionada.
15. Teclas para seleccionar tarjetas de pruebas apiladas.
16. Teclado numérico.
17. Mando de rueda avanzado tipo “jog” con función de “clic” (Introducir).
18. Teclas arriba/abajo para desplazarse o modificar valores.
19. Botón para parar o iniciar prueba.



**Figura 4.1 CPC-100 Parte Frontal**

20. Clavijas para conectar funciones externas.
21. Puerto serial para el dispositivo CP – TD1.
22. Conexión del CPC – 100 a una red o directa a un conector de red de PC.
23. Conexión a una memoria (USB).



**Figura 4.2 CPC-100 Lateral Derecho**

24. Terminal de puesta a tierra.



25. Salida de alta tensión CA 2000V (1...5 A CA).
26. Amplificador externo (EXT. BOOSTER).
27. Salida de alta corriente 400A CC.
28. Salida de alta corriente 800A CA.
29. Alimentación eléctrica de la red.
30. Encendido/Apagado.



**Figura 4.3 CPC-100 Lateral Izquierdo**

## 4.2 Equipo de Medición Omicrón CP – TD1

El CP – TD1 es un sistema de prueba opcional (funciona únicamente conectado al equipo CPC - 100) de alta precisión para pruebas de aislamiento en plantas o subestaciones de alta tensión constituidas por transformadores de potencia o medición, disyuntores, condensadores y aisladores. El CP – TD1 añadido a la unidad CPC – 100 aumenta su gama de posibles aplicaciones.

El amplificador interno de potencia en modo conmutado permite medir con distintas frecuencias sin interferencias con la frecuencia de la red. Los procedimientos de prueba automáticos reducen al mínimo el tiempo de la prueba y los informes de prueba se generan automáticamente y se muestran en la pantalla del CPC - 100.

#### 4.2.1 Aplicaciones del CP – TD1

El CP – TD1 tiene su propia tarjeta de prueba llamada Tan Delta que proporciona mediciones de gran precisión de la capacitancia  $C_x$  y del factor de disipación  $\tan \delta$  (DF) o del factor de potencia  $\cos \phi$  (PF).

Tanto el factor de disipación como el factor de potencia suministran información sobre posibles pérdidas en el material aislante, que aumenta con el envejecimiento y la humedad. Una alteración de  $C_x$  es una señal que advierte posibles daños o rupturas parciales entre las capas de un aislante o condensador.

El CP – TD1 mide además las siguientes magnitudes; potencia real, potencia aparente y reactiva, factor de calidad (QF), inductancia, impedancia y ángulo de fase, tensión y corriente de prueba.

#### 4.2.2 Medidas con Seguridad UST y GST del CP – TD1

En dispositivos como los transformadores de potencia existen separaciones de aislamiento que deben ser verificados como los son:

- Entre devanado y devanado.
- Entre devanado y tanque y núcleo.
- Aislantes.

Los modos empleados son conocidos como GST (Ground Specimen Test – Espécimen Bajo Puesta a Tierra) y UST (Ungrounded Specimen Test – Espécimen no Puesta a Tierra.). El equipo CP – TD1 tiene la capacidad de desarrollar una serie de

pruebas empleando los modos de medida de capacitancia UST – A, UST – B, UST – A+B, GST, GSTg – A, GSTg – B, GSTg – A+B que permitan registrar estos valores sin la necesidad de cambiar las conexiones realizadas. Cabe destacar que cada modo de medición cumple con una función diferente. En el anexo D se muestran los diagramas de conexión de cada modo de medida.

#### 4.2.3 Principio de Funcionamiento del CP – TD1

El equipo CP – TD1 utiliza un método similar al puente de Schering, el cual es un puente de corriente alterna con los elementos variables C1 y R2, los cuales permiten conseguir el equilibrio, es decir que no circule corriente por la rama del detector de cero. Los elementos R1 y C3 son valores fijos o patrón y los elementos Rx y Cx representan el circuito capacitivo aislante del equipo conectado a esa rama.

El puente se consigue equilibrar actuando iterativamente sobre C1 y R2. En el equilibrio la corriente por la rama del detector de cero se anula, verificándose la siguiente ecuación:

$$\bar{Z}_1 \times \bar{Z}_x = \bar{Z}_2 \times \bar{Z}_3$$

Siendo Z cada una de las ramas del puente. Despejando Zx se tiene:

$$\bar{Z}_x = \bar{Y}_1 \times \bar{Z}_2 \times \bar{Z}_3$$

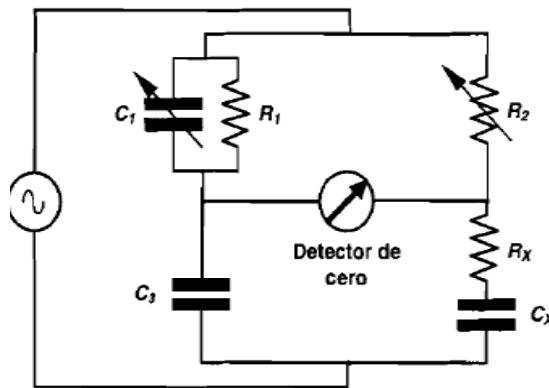
Planteando esta ecuación con cada uno de sus términos en forma binómica se obtiene:

$$R_x - \frac{j}{\omega \cdot C_x} = \left( \frac{1}{R_1} + j \cdot \omega \cdot C_1 \right) \cdot R_2 \cdot \frac{1}{j \cdot \omega \cdot C_3}$$

Expresión en la cual igualando las partes reales e imaginarias de los dos miembros se obtendrían los valores incógnitas:

$$R_x = R_2 \cdot \frac{C_1}{C_3} \qquad C_x = C_3 \cdot \frac{R_1}{R_2}$$

De este modo, los valores de la rama incógnita se calculan en función de los valores de los elementos fijos y de los elementos variables que han permitido el ajuste del puente. Teniendo en cuenta que el factor de pérdidas es  $\text{tg } \delta = \omega \cdot R_x \cdot C_x$ , si se sustituyen en esta expresión los valores de  $R_x$  y de  $C_x$  calculados se tiene entonces que  $\text{tg } \delta = \omega \cdot C_1 \cdot R_1$ . Es decir, se tiene también el factor de pérdidas calculado a partir de los valores que tienen los elementos fijos y de ajuste del puente. Por lo tanto, graduando convenientemente las escalas de los valores de  $C_1$  y de  $R_2$  se obtiene directamente la lectura de  $C_x$  y del  $\text{tg } \delta$ .



**Figura 4.4** Circuito equivalente Puente de Schering.

#### 4.2.4 Características y Componentes del CP – TD1

El CP – TD1 Omicrón, instrumento de medición de capacitancia y tangente delta/factor de potencia empleado para el diagnóstico del aislamiento en equipos de potencia, es un accesorio en realidad de la unidad CPC – 100, el cual debe conectarse a este para poder funcionar y por ende no posee elementos de control. Tiene las siguientes características:

- Posee un peso aproximado de 25 kgrs.
- Dimensiones de 450 mm de anchura, 330 mm de altura y 220 mm de profundidad.
- Permite medir potencia activa, reactiva y aparente.
- Medición de impedancia (valor absoluto, fase, inductividad, resistencia y Q).
- Tensión de alimentación de 100 a 240 VCA, 50/60 Hz, 16 amperes.
- Temperatura para funcionamiento correcto; - 10 °C a 50 °C (14 a 158 °F ) y para el almacenamiento - 20 °C a 70 °C ( - 4 a 158 °F ).
- Humedad relativa entre 0 y 95% siempre que no haya condensación.
- Salida de Tensión; valores mostrados en la tabla, la cual señala el nivel de tensión, la corriente, tiempo máximo de tensión en la salida del equipo y la frecuencia.

**Tabla 4.5 Salida de Tensión del CP TD1**

V	I	$t_{\max}$	a f (Hz) <sup>1</sup>
0...12 kV CA	300 mA	>2 min	15 ... 400
	100 mA	>60 min	

- Permite medir Tensión y Corriente de acuerdo a la siguiente tabla.

**Tabla 4.6 Medición Tensión/Corriente**

Rango	Resolución	Precisión <sup>2</sup>
12000 V CA	1 V	error < 0.3 % lectura + 1V
5 A CA	5 dígitos	error < 0.5 % lectura
8 mA CA		error < 0.3 % lectura + 100 nA

- Medición de capacitancia  $C_p$  (circuito paralelo equivalente).

**Tabla 4.7 Capacidad de Medición de Capacitancia del CP TD1**

Rango	Resolución	Precisión <sup>2</sup>	Condiciones
1 pF ... 3 $\mu$ F	6 dígitos	error < 0.05 % lectura + 0.1 pF	< 8 mA
		error < 0.2 % lectura	> 8 mA

- Medición de factor de disipación DF ( $\text{tg } \delta$ ), de acuerdo a la tabla.

**Tabla 4.8 Capacidad de Medición de Factor de Disipación del CP TD1.**

Rango	Resolución	Precisión <sup>2</sup>	Condiciones
0 ... 10 % (capacitivo)	5 dígitos	error < 0.1 % lectura + 0.005 %	15 ... 70 Hz
			< 8 mA
0 ... 100 (0..10000 %)	5 dígitos	error < 0.5% lectura + 0.02 %	-

- Medición de factor de potencia ( $\cos \sigma$ ), de acuerdo a la tabla.

**Tabla 4.9 Capacidad de Medición de Factor de Potencia del CP TD1**

Rango	Resolución	Precisión <sup>2</sup>	Condiciones
0 ... 10 % (capacitive)	5 dígitos	error < 0.1 % lectura + 0.005 %	15 ... 70 Hz
			< 8 mA
0 ... 100 %	5 dígitos	error < 0.5 % lectura + 0.02 %	-

Los componentes que tiene el CP – TD1 son; salida para tensión alta tensión, conector a tierra y para la conexión con el CPC – 100, además de las salidas para conexión de mediciones IN A (rojo) e IN B (azul).

### 4.3 Equipo de Medición Vanguard CT – 6500/S2

El CT – 6500 es un analizador digital micro – procesado, de tiempos de accionamiento y movimientos de un interruptor. Desarrollado por Vanguard Instruments Company, analiza detalladamente el funcionamiento de un interruptor midiendo los tiempos de accionamiento, el desplazamiento, la velocidad, sobre – desplazamiento, el retroceso o rebote y el recorrido de cada contacto.

El análisis del movimiento del recorrido de los contactos del interruptor, incluye las funciones: apertura (O), cierre (C), apertura – cierre (O - C), cierre – apertura (C - O) y apertura – cierre – apertura (O – C - O). La ventana de temporización puede seleccionarse en 1, 10 o 20 segundos. Las ventanas de 10 y 20 segundos permiten la medición de tiempos de eventos de larga duración, tales como las actividades de los contactos de un seccionador.

El modo de prueba convencional Tiempo / Recorrido, le permite al usuario analizar detalladamente la información sobre el tiempo de accionamiento, y del recorrido de cada contacto. Así mismo, dispone de la información adicional del interruptor, tal como la lectura de corriente y la tensión de las bobinas de disparo.

#### **4.3.1 Principio de Funcionamiento del CT – 6500/S2**

El equipo Vanguard CT – 6500 actúa como una máquina de sincronización básicamente. El equipo contiene internamente un dispositivo capaz de medir el instante en el que los contactos de los interruptores cambian de estado, desde el momento que se impartió la orden para comenzar la prueba, la cual es producida desde el mismo equipo. El CT-6500 aplica una tensión de prueba de 35V de corriente continua a cada uno de los canales de contacto, permitiendo, de este modo, desde un convertidor analógico a uno digital (A/D), determinar si el estado del contacto se halla abierto – cerrado. Posteriormente permite seleccionar la operación de la prueba de acuerdo al estado en que se encuentra el interruptor. La señal eléctrica es enviada desde el CT - 6500 a la bobina de mando y esta realiza el accionamiento del interruptor de potencia. La señal es tomada individualmente por cada uno de los cables conectados a las cámaras y la información es adquirida, procesada y guarda para luego ser mostrada en la pantalla LCD del equipo.

#### **4.3.2 Características y Componentes del CT – 6500/S2**

El CT – 6500 posee las siguientes características:

- Tiene 40.6 centímetros de ancho, 29.9 centímetros de alto y 35. 5 centímetros de profundidad.
- Posee un peso de 11.3 Kilogramos.

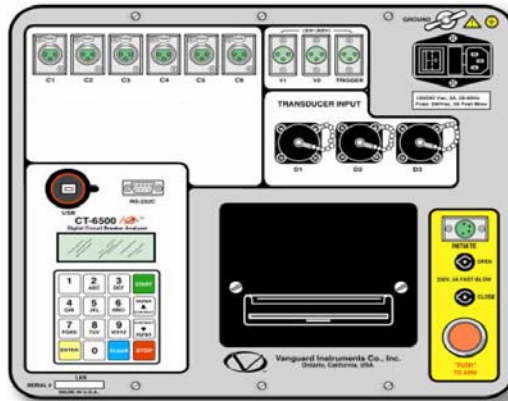


- Alimentación de 90 – 120 VCA ó 200 – 240 VCA (Seleccionable), 8 amperes, 50/60 Hz.
- Ventana de temporización 1 segundo, 10 segundos, 20 segundos, con una exactitud de 0.05%,  $\pm 50$  microsegundos a 1 segundo de duración.
- Rango de detección de contactos para cerrado; menos de 20 ohm y para abierto; mayor a 10000 ohms.
- Rango de detección de resistencia desde los 10 ohms hasta 7000 ohms.
- Entrada para disparo externo de 30 a 300 VCC ó CA pico.
- Funciones del interruptor de Cierre, Apertura, Cierre – Apertura, Apertura - Cierre y Apertura – Cierre – Apertura.
- Fusibles para protección del equipo.
- Impresión de resultados, incluyendo las graficas.
- Memoria interna que almacena hasta 100 registros.
- Interfaz para USB y puerto RS – 232C.
- Funcionamiento correcto para temperaturas entre – 10 °C y 50 °C y para almacenamiento entre – 30 °C y 70 °C.

El CT – 6500 también tiene los siguientes componentes en su panel frontal:

1. Entrada de contactos (C1, C2, C3, C4, C5, C6); conectores hembras para los canales de contacto.
2. Entrada del transductor digital de movimiento (D1, D2, D3).

3. Conector de entrada V1 de 3 terminales, usado para monitorear la fuente de alimentación de corriente continua o las tensiones de bobinas.
4. Conector de entrada V2 de 3 terminales, usado para detectar la tensión en estado ON/OFF.
5. Conector de entrada de tensión de disparo externo.
6. Terminal a tierra para seguridad.
7. Zócalo de entrada para alimentación con terminal a tierra y fusibles de de 3 amperes CA.
8. Conector de 4 terminales usado para conectar el circuito de comando del interruptor bajo prueba (INITIATE).
9. Fusible que protege el circuito interno de CIERRE del equipo; 5 amperes, 250 V, de acción rápida, CLOSE (Cerrar).
10. Fusible que protege el circuito interno de APERTURA del equipo; 5 amperes, 250 V, de acción rápida, OPEN (Abrir).
11. Pulsador a resorte. PUSH TO ARM.
12. Impresora térmica controlada por una microcomputadora. Utiliza papel térmico de 11,25 centímetro de ancho.
13. Puerto RS-232C de interfaz a PC.
14. Teclado de 16 botones. Las teclas son pulsadores de contacto momentáneo. Éste le permite al usuario realizar selecciones en el menú, ingresar información alfanumérica, ajustar el contraste de la pantalla y reponer el papel de la impresora.
15. Pantalla LCD retro-iluminada de 4 líneas y 20 caracteres. Despliega menús, opciones, avisos e información de resultados de pruebas.
16. Interfaz a PC, puerto USB.



**Figura 4.5 Vista del Panel Frontal del CT – 6500/S2**

#### **4.4 Equipo de Medición Vanguard ATRT – 03/S2**

El ATRT – 03 S2, desarrollado por Vanguard Instruments Company, es un medidor trifásico de relación de transformación basado en un microprocesador. Está diseñado para mediciones en el campo de relaciones de vueltas, polaridad de devanados, corrientes de vacío de excitación monofásicas, transformadores trifásicos, transformadores de potenciales (PTs), transformadores de corriente primaria (CTs). El ATRT – 03 puede controlarse mediante el teclado del panel frontal o con un PC compatible, a través del puerto RS – 232C.

El ATRT – 03 S2 prueba transformadores trifásicos en las configuraciones tipo Delta, Y, Zigzag y T, y soporta además hasta un total de 67 tipos de configuraciones diferentes de transformadores. El ATRT permite al operador ingresar las tensiones de placa nominal para calcular la relación de vueltas, así como también calcular el porcentaje de error, basado en la diferencia entre el valor de relación calculada y el valor medido.

#### 4.4.1 Principio de Funcionamiento del ATRT – 03/S2

El ATRT-03 mide la relación de vueltas de un transformador, aplicando una tensión de prueba a través de un devanado alto (H) y de la detección de la tensión inducida en el lado secundario (X). La prueba generalmente se realiza en una transferencia reductora, más allá del verdadero uso del transformador. Ya que no hay carga en los devanados durante la prueba, la relación de transformación de la tensión medida es prácticamente la misma que la relación de transformación del devanado. Antes de realizar cada prueba, el ATRT-03 verifica la existencia de errores de prueba en los cables conectores. Aplica una tensión de prueba de bajo nivel (300 mV) a través del devanado que está siendo probado y detecta la tensión secundaria inducida. Si la tensión inducida es mayor que la tensión de excitación aplicada, se detectará un error de conexión. Si detecta un error de conexión, el ATRT-03 aborta la prueba, y en la pantalla LCD mostrará: “Hook-Up Error” (“Error de conexión”). Si no detecta un error de conexión, el ATRT-03 aplicará una tensión de prueba completa al devanado del transformador que está probando y la relación de transformación (tensión) aparecerá en pantalla.

El ATRT-03 calibra sus propios circuitos detectores antes de cada prueba, por lo tanto, no es necesario que el operador haga ajustes. La polaridad del devanado y el ángulo de fase se determinan comparando la curva de la tensión inducida con la curva de la tensión de prueba (la cual se usa como referencia). En las curvas de fase (+), medirá un ángulo de fase centrado en 0 grado. Fuera de las curvas de fase (-), medirá un ángulo de fase centrado en los 180 grados.

El ATRT-03 mide relaciones de transformación en el rango desde 0.8 a 15.000. La corriente de excitación (que circula por los cables H), es medida para referencia y puede variar de 0 a 2.000 mA. La polaridad de devanado se muestra con un signo “+”

o “-” delante de la relación medida. El ángulo de fase se mide en grados y tiene una resolución de  $\pm 0.2$  grados.

#### 4.4.2 Características y Componentes del ATRT – 03/S2

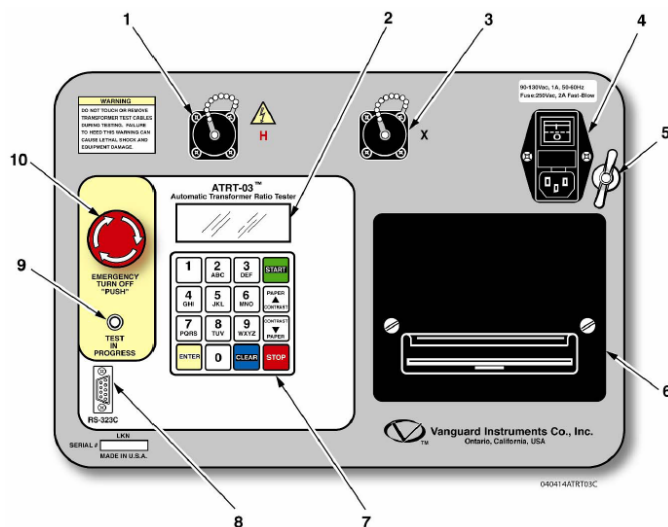
El ATRT – 03 S2 tiene las siguientes características:

- Posee dimensiones de 43.1 centímetros de largo, 33 centímetros de ancho y 17.8 centímetros de altura.
- Tiene un peso de 7.26 kgrs aproximadamente.
- Alimentación de 120/240 VCA seleccionables.
- Rango de medición de relación de vueltas:
  - 0.8 – 1999:  $\pm 0.1\%$ , 2000 – 3999:  $\pm 0.25\%$ , 4000 – 15000:  $\pm 1.0\%$  en 8 voltios en CA
  - 0.8 – 1999:  $\pm 0.1\%$ , 2000 – 3999:  $\pm 0.25\%$ , 4000 – 15000:  $\pm 1.0\%$  en 40 voltios en CA.
  - 0.8 – 1999:  $\pm 0.1\%$ , 2000 – 3999:  $\pm 0.15\%$ , 4000 – 15000:  $\pm 1.0\%$  en 100 voltios en CA.
- Auto – calibrado, no requiere calibración por parte del operador.
- Tensión de excitación 8 voltios CA, 40 voltios CA, 100 voltios CA seleccionable.
- Corriente de excitación de 1 amper en 8 VCA, 0.6 amper en 40 VCA y 0.1 amper en 100 VCA.

- Rango de lectura de corriente de 0 a 2000 mA
- Capacidades de almacenamiento de 200 registros de 99 lecturas cada uno y 128 planes de prueba de 99 lecturas también.
- Temperatura de funcionamiento; - 10 °C a 55 °C y para almacenamiento entre - 40 °C a 65 °C

El ATRT – 03 además presenta en su panel frontal los siguientes componentes:

1. Conector de tensión de prueba de lado alta (H).
2. Pantalla LCD de 4 líneas por 20 caracteres.
3. Conector de tensión de prueba lado de baja (X).
4. Conector para la alimentación del equipo y un fusible interruptor de alimentación con cable a tierra trifásico.
5. Perno de tierra del equipo ATRT – 03.
6. Impresora térmica de 11.43 centímetros de ancho.
7. Tiene 16 teclas de controles operativos.
8. Puerto RS – 232C de conexión a PC, 9 terminales hembra. La velocidad de transmisión de datos se fija en 19.200 baudios, 1 bit de inicio, 8 bits de datos, 2 bits de parada y ningún bit de paridad.
9. Led rojo, indicador de prueba en curso. El ATRT-03 ilumina el Led y emite un bip cada 1 segundo durante la prueba.
10. Interruptor para desconectar la tensión de prueba ante una emergencia.



**Figura 4.6 Vista del Panel Frontal del ATRT – 03/S2**

#### 4.5 Equipo de Medición Vanguard ATO – 400

El ATO – 400, fabricado por Vanguard Instruments Company, es un equipo de prueba que ofrece mediciones de muy bajas resistencias, con alta precisión, controladas por microprocesadores, variando de 1 micro-ohm a 300 mili-ohms. El operador selecciona la corriente de prueba (10 a 400 amperes) y el tiempo de prueba (5 a 60 segundos). La información de la resistencia medida se exhibe en la pantalla LCD del ATO. Esta información también puede ser almacenada en la memoria Flash EEPROM. Posteriormente, se pueden recuperar las mediciones de resistencia almacenadas y la información relacionada para su análisis, o descargarlas a una PC. La descarga de los registros de pruebas, puede hacerse mediante el puerto RS-232C incorporado al ATO, o por medio de puertos USB.

El ATO – 400 se emplea en equipos de potencia donde se desea medir pequeñas resistencias como en el caso de la resistencia que se produce entre los contactos de los equipos de maniobra tales como el disyuntor de potencia o el seccionador, llamadas resistencia de contacto.

#### **4.5.1 Principio de Funcionamiento del ATO – 400**

El principio de funcionamiento del equipo ATO – 400 esta basado en la relación eléctrica descrita por la Ley de Ohm. Dado que se conoce la corriente (valor seleccionado) a través de la resistencia desconocida, y la tensión es medida en la misma por un voltímetro de precisión; la resistencia mostrada en la pantalla de cristal líquido es obtenida usando la Ley de Ohm.

La tensión de prueba del ATO está proporcionada por una fuente de energía de corriente continua sin filtro. Una fuente regulada de corriente continua, suministra la corriente preprogramada seleccionada la cual puede ser entre 10 y 400 amperes. El equipo está provisto de un set de cables, tanto para inyección de corriente como para la medición de tensión. Los cables para medición de tensión de prueba, están separados de los cables de inyección de corriente para evitar la carga resistiva. Por lo tanto, las tensiones son medidas directamente en tensión en los cables de corriente. Estas características logran mediciones muy precisas de micro-ohms sin tener que compensar errores de resistencia en la dirección/conducción de la corriente.

#### **4.5.2 Características y Componentes del Equipo ATO – 400**

El ATO – 400 posee las siguientes características:

- Dimensiones; 42.7 centímetros de ancho, 32 centímetros de alto y 26.9 centímetros de profundidad.
- Tiene un peso de 19.5 kgrs.
- Rango de corriente de pruebas de 10 amperes a 400 amperes, seleccionable de a 1 amper

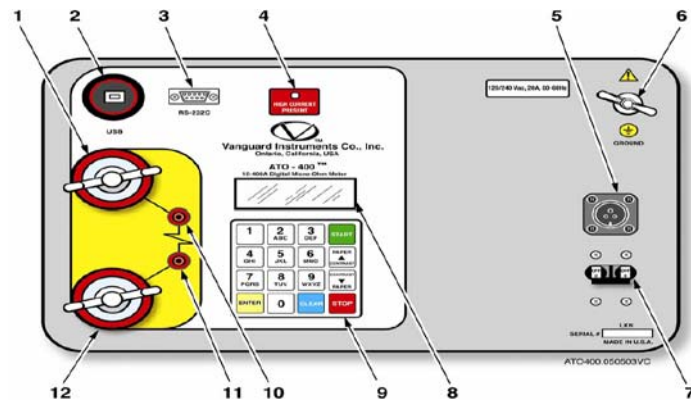


- Rango de resistencias de 1 micro-ohm a 300 mili-ohmios.
- Precisión de lectura  $\pm 1\%$  y de dígito  $\pm 1\%$
- Memoria de 63 registros cada 96 lecturas.
- Alimentación de 90 a 230 VCA, 20 amperes y frecuencia de 50/60 Hz con interruptor de 25 A incorporado.
- Protección por sobrecarga termal.
- Funciona correctamente a temperaturas entre  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  y  $50\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $15\text{ }^{\circ}\text{F}$  a  $122\text{ }^{\circ}\text{F}$ ) y se puede almacenar a temperaturas que oscilen entre  $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$  y  $70\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $-22\text{ }^{\circ}\text{F}$  a  $158\text{ }^{\circ}\text{F}$ ).

Además de sus características, el ATO – 400 tiene los siguientes componentes en la parte frontal:

1. Conectores de corriente (negros), identificado en la figura con los números 1 y 12.
2. Puerto USB, identificado con el número 2.
3. Puerto de interfaz RS-232C; conector de 9 terminales, de tipo DB hembra. Los datos están dados 115.200 baudios, un bit de inicio y 8 bit de datos. Identificado con el 3.
4. Led indicador rojo; ilumina cuando la prueba de corriente fluye a través de los cables de salida de corriente. Identificado con el 4.
5. Salida para alimentación del equipo con tierra para seguridad. Identificado con el 5.
6. Conectores para cable de medición de tensión (rojos). Identificado con 10 y 11.
7. Perno a tierra, usando el cable provisto. Identificado con el 6.

8. Interruptor de 25 amperes. Identificado con el 7.
9. Pantalla LCD de 4 líneas y 20 caracteres, con luz de fondo, selección de menús, accesos del operador y resultados de las mediciones efectuadas. Identificado con el 8.
10. Teclado numérico de controles operativos, 10 teclas alfanuméricas de funciones (inicio, pausa, limpiar, aceptar y contraste, posición del papel □ y □). Identificado con el 9.



**Figura 4.7 Vista del Panel Frontal del ATO – 400**

#### **4.6 Selección de las Pruebas Requeridas para la Aceptación y Mantenimiento de los Equipos de Alta Tensión.**

Barbacoa I es una subestación Nodal Tipo I con niveles de tensión 230/115/34.5 y esquema de Barra Doble, cuyo mantenimiento referido específicamente a equipos de alta tensión que la componen se realiza bien sea anual o cada dos años y por tramos. En la S/E se pueden observar tramos de transformación, tramos de salidas de línea y tramos de acoplamiento de barras, todas ellas compuestas por los equipos de transformación, equipos de maniobra y medida o protección como transformadores de potencia, disyuntores, seccionadores, transformadores de potencial, de intensidad o corriente y pararrayos. El mantenimiento varía de acuerdo a los años que tiene en operación y al estado que presentan los equipos, pero en líneas generales, este

mantenimiento consta de una inspección visual, limpieza y acondicionamiento de sus alrededores, comprobación de las alarmas que señalen fallas o algún inconveniente, mecanismos de accionamiento tanto manual como por control desde la sala de mando y otras actividades, todas calificadas como pruebas funcionales. Además de las funcionales o mecánicas se realizan también las pruebas eléctricas.

A continuación se realizó una selección de las pruebas eléctricas de acuerdo a las empleadas comúnmente por CADAFE así como las que permiten elaborar los equipos de medición de la marca Vanguard y Omicrón adquiridos recientemente por la empresa.

#### **4.6.1 Transformadores de Potencia.**

Para los transformadores de potencia y autotransformadores de la subestación Barbacoa I se pueden desarrollar con los equipos de medición las siguientes pruebas tanto de aceptación como de mantenimiento:

- Medición de la Relación de Transformación
- Medición de la Corriente de Excitación
- Medición de la Capacitancia y Factor de Potencia del Aislamiento
- Medición de la Resistencia Ohmica de los Devanados

Otras pruebas como la medición de la resistencia de aislamiento (Megado), Índice de Polarización o de Absorción que son importante en el diagnostico del estado del aislamiento de los equipos de transformación no se pueden desarrollar con los equipos de medición. La prueba de factor de potencia del aceite se incluye en las mediciones del aislamiento.

#### **4.6.2 Interruptores de Potencia**

En los interruptores de potencia el personal de mantenimiento puede emplear los equipos Omicrón y Vanguard en las siguientes pruebas eléctricas:

- Medición de la Capacitancia y Factor de Potencia del Aislamiento.
- Medición de la Resistencia de Contacto.
- Medición de los Tiempos de Operación o Tiempos Mecánicos.

#### **4.6.3 Seccionadores de Potencia.**

En los seccionadores de potencia las pruebas que se desarrollan se mencionan a continuación:

- Medición de la Resistencia de Contacto.
- Medición de los Tiempos de Operación (Apertura y Cierre).

#### **4.6.4 Transformadores de Intensidad**

Las pruebas eléctricas tanto de aceptación como de mantenimiento que se pueden ejecutar con los equipos de medición en los transformadores de intensidad son:

- Medición de la Capacitancia y Factor de Potencia.
- Medición de la Relación de Transformación

- Medición de los VA de la Carga (Burden).
- Medición de la Curva de Excitación.

Los equipos de medición además de las pruebas seleccionadas permiten realizar otros ensayos, sin embargo no se tomaran en el desarrollo del trabajo porque no son consideradas por la empresa.

#### **4.6.5 Transformadores de Potencial**

En el caso de los transformadores de potencial las pruebas eléctricas son:

- Medición de la Capacitancia y Factor de Potencia del Aislamiento.
- Medición de la Relación de Transformación.
- Medición de los VA de la Carga (Burden).

#### **4.6.6 Descargadores o Pararrayos**

Para los descargadores solo se puede desarrollar la medición de la capacitancia y factor de potencia.

**CAPÍTULO V:**  
**DESARROLLO DE LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA  
UTILIZACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PRUEBA VANGUARD Y  
OMICRON EN LOS EQUIPOS DE ALTA TENSIÓN.**

El siguiente capítulo consiste en elaborar los procedimientos correspondientes para la implementación de los equipos de medición Vanguard y Omicrón en el desarrollo de las pruebas seleccionadas para la aceptación y mantenimiento de los equipos de alta tensión ubicados en la subestación Barbacoa I del estado Anzoátegui. Este comprende los pasos para el manejo del equipo de medición, las conexiones necesarias, criterios de aceptación de acuerdo a las normas e instituciones consultadas y otros tópicos de importancia.

**5.1 Procedimientos para la utilización de los equipos Vanguard y Omicrón en Transformadores de Potencia o Autotransformadores.**

**5.1.1 Objetivo**

El objetivo de los procedimientos es describir todos los aspectos necesarios para aplicación de los equipos de medición en la realización de las pruebas eléctricas de aceptación y mantenimiento en los transformadores y autotransformadores, garantizando así la efectividad de las pruebas y las condiciones apropiadas para la operación del equipo.

**5.1.2 Materiales y Herramientas**

- Medidor de Relación de Transformación ATRT – 03/S2.

- Equipo Multifuncional de Pruebas CPC – 100.
- Equipo Amplificador CP – TD1.
- Verificador de Ausencia de Tensión.
- Medidor de Humedad y Temperatura
- Pértigas.
- Escaleras (fabricadas a base de materiales aislantes).
- Equipos de Puesta a Tierra (cables auxiliares para puesta a tierra).
- Cables con pinzas para puentes y/o conexiones.
- Herramientas menores (juego de llaves, dados, tenazas, alicates, destornilladores, etc.)
- Extensión Eléctrica.
- Protocolos de Pruebas Eléctricas.

### **5.1.3 Recursos Humanos**

Se necesitara un personal mínimo de seis (6) para ejecutar las pruebas eléctricas en transformadores o autotransformadores comprendidas por los siguientes trabajadores:

- Un (1) Ingeniero Electricista
- Un (1) Técnico Electricista.
- Un (1) Operador de la S/E.

- Tres (3) Auxiliares de Mantenimiento o Linieros.

#### 5.1.4 Medidas de Seguridad

Todas las pruebas se deben realizar bajo las más estrictas medidas de seguridad tanto para el personal de mantenimiento como de los equipos, para ello se debe seguir las siguientes instrucciones:

1. Trabajar con equipos desenergizados (sin tensión).
2. Delimitar el área de trabajo.
3. Conservar distancia mínima de seguridad a puntos energizados, tales como barras energizadas, pórticos y otros equipos cercanos; de acuerdo a las normas CADAPE.

**Tabla 5.1 Distancia Mínima de Seguridad por Nivel de Tensión.**

<b>Nivel de Tensión (KV)</b>	<b>Distancia Mínima de Seguridad (cm.)</b>
<b>34.5</b>	<b>40</b>
<b>115</b>	<b>110</b>
<b>230</b>	<b>220</b>

4. Utilizar equipos de seguridad tales como:
  - Cascos dieléctricos con barboquejo.
  - Guantes de Aislantes con protector de cuero.
  - Calzados de seguridad.
  - Uniforme; camisa y pantalón (suministrado por CADAPE).



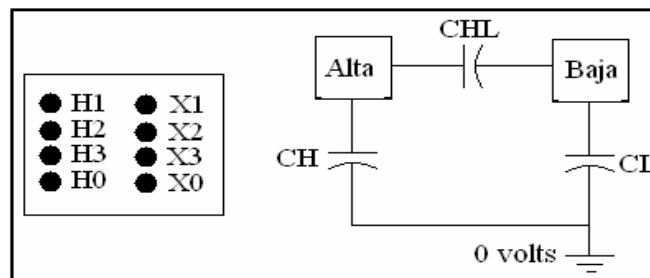
5. No posee ningún tipo de accesorio que contenga material conductor.
6. Respetar señales y avisos de prevención.

## 5.2 Pruebas Eléctricas a Transformadores o Autotransformadores

### 5.2.1 Medición de la Capacitancia y Factor de Potencia del Aislamiento

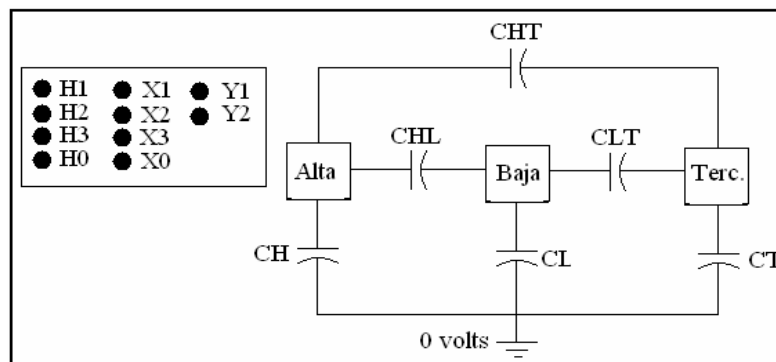
Los transformadores de potencia pueden ser de dos devanados, de tres devanados o autotransformadores siendo sus modelos dieléctricos conforme a la IEEE 62 1995 los siguientes:

Transformador de Dos (2) Devanados:



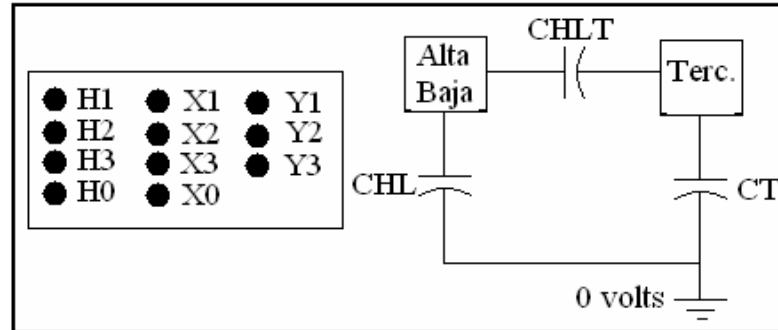
**Figura 5.1 Modelo Dieléctrico Transformador de 2 Devanados.**

Transformador de Tres (3) Devanados:



**Figura 5.2 Modelo Dieléctrico Transformador de 3 Devanados.**

Autotransformador:



**Figura 5.3 Modelo Dieléctrico Auto Transformador.**

Básicamente el método para evaluar las condiciones dieléctricas de transformadores de potencia o autotransformadores consiste en las mediciones de:

- Medida de la capacitancia y factor de potencia de aislamiento devanado – devanado y devanado – masa.
- Medida de la capacitancia y factor de potencia de los bushing con toma de prueba. Esta medición es posible si los bushings de los equipos poseen toma de prueba.

Antes de realizar pruebas a transformadores o autotransformadores se deben observar las siguientes condiciones:

1. El transformador debe ser desenergizado y aislado de las conexiones de alta tensión tanto en los lados de alta como de baja y terciario si existe.
2. La cuba o tanque del transformador debe ser puesta a tierra adecuadamente.
3. Limpiar la porcelana de los bushings.
4. Cortocircuitar por separado los devanados de alta, baja y terciario (incluyendo los neutros). El objetivo de este paso es eliminar algún efecto de

- la inductancia del devanado sobre las mediciones del aislamiento. Los neutros deben desconectarse de la tierra.
5. Si la unidad está equipada con un cambiador de tomas bajo carga, este debe fijarse en alguna posición fuera del neutro.
  6. Para realizar las pruebas es necesario que la humedad relativa de aire sea menor al 70%.
  7. Cuando se va a probar un autotransformador, este se considera como un transformador de dos devanados con la diferencia de que el devanado de alta tensión es en efecto la combinación de los devanados de alto y bajo voltaje (H y X), lo cual no puede ser separado físicamente. Para cortocircuitar el devanado de alto voltaje, todos los bushings son conectados juntos para la prueba; H1, H2, H3, X1, X2, X3 y H0X0. Y el devanado de baja será el terciario cortocircuitado.

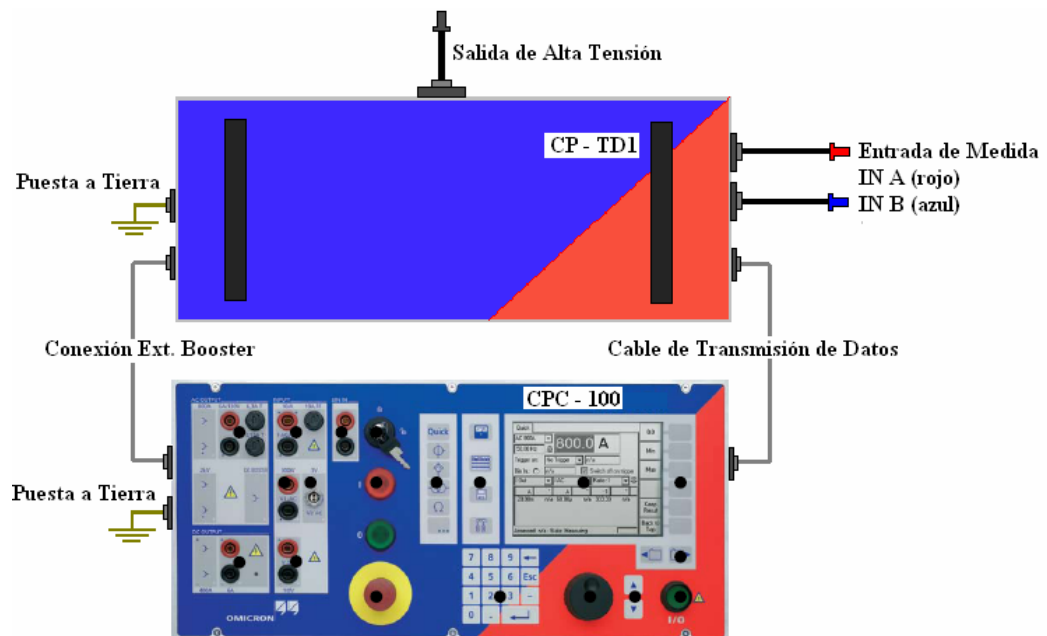
### **5.3 Medición con el Equipo Omicrón CPC – 100 y CP – TD1.**

Para la realización de este ensayo se usa el equipo de medición CPC – 100 en conjunto con el equipo CP – TD1 el cual permite la inyección de hasta 12 KV. Las conexiones de los equipos comprenden lo siguiente:

- Conexión entre el CPC – 100 y CP – TD1 a través del terminal Ext. Booster (Amplificador Externo).
- Alimentación del CPC – 100 a través de su terminal asignada.
- Conexión del cable para la transmisión de datos.
- Conexión del cable de alta tensión al terminal indicado del CP – TD1.
- Conexión de terminales de medida IN A e IN B

- Conexión a tierra de ambos equipos.

La figura 6.4 muestra el equipo de CPC – 100 y CP – TD1 conectados correctamente entre ellos para la prueba.



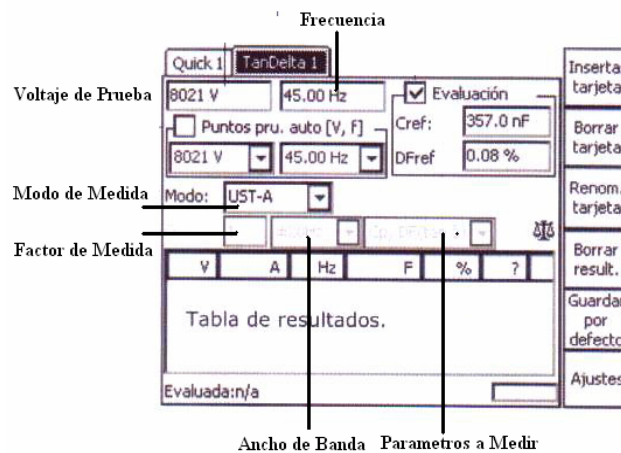
**Figura 5.4 Conexión entre CPC – 100 y CP – TD1 para medida del Aislamiento.**

Luego de realizar las conexiones entre los equipos y el transformador o autotransformador se inicia la prueba siguiendo los pasos a continuación:

- Encender el equipo CPC – 100.
- Ubicar la tarjeta de prueba Tan Delta en la pantalla del panel frontal del equipo.
- Introducir los ajustes para la prueba que son:

1. Voltaje para la prueba. (Voltaje de prueba recomendado 10 KV según la IEEE 62 – 1995).
  2. Frecuencia para la Prueba. (60 Hz.)
  3. Modo de medición. (Ver tablas 6.2, 6.3 y 6.4 ya que varia de las conexiones para la prueba del equipo.)
  4. Factor de medida (determina el numero de veces que repite la prueba)
  5. Ancho de bando para la prueba (recomendada  $\pm 5$  Hz)
  6. Parámetros a medir por el equipo.
- Pulse el botón I/O (iniciar/parar) para iniciar la prueba.
  - Pulse el I/O para terminar la prueba.

La figura 6.5 muestra la pantalla del panel frontal del equipo CPC – 100 con la tarjeta de prueba Tan Delta seleccionada para el desarrollo de la prueba.



**Figura 5.5 Tarjeta de Prueba Tan Delta.**

### 5.3.1 Medida de la Capacitancia y Factor de Potencia de Aislamiento Devanado – Devanado y Devanado – Masa.

Para transformadores de potencia de dos devanados se han de efectuar las siguientes conexiones y se registraran los valores de corriente, factor de potencia y capacitancia de acuerdo a la tabla 6.2 y el anexo H.

**Tabla 5.2 Pruebas para Medida de Capacitancias y Factor de Potencia para Transformador de 2 Devanados.**

Nro	Energizado	Aterrado	Guarda	Modo de Medida	IN A (rojo)	Capacitancia Medida
1	Alta	Baja	—	GST	Baja	CH + CHL
2	Alta	—	Baja	GSTg - A	Baja	CH
3	Alta	—	—	UST - A	Baja	CHL
4	Baja	Alta	—	GST	Alta	CL + CHL
5	Baja	—	Alta	GST - A	Alta	CL
6	Baja	—	—	UST - A	Alta	CHL

Para transformadores de potencia de tres devanados se ejecutaran las siguientes conexiones e igualmente se registraran valores de corriente, factor de potencia y capacitancia de acuerdo a la tabla 6.3 y el anexo H.

Para el caso de los autotransformadores se realizaran las conexiones y las medidas de acuerdo a la tabla e igualmente se registraran valores de corriente, factor de potencia y capacitancia.

**Tabla 5.3 Pruebas para Medida de Capacitancias y Factor de Potencia  
para Transformador de 3 Devanados**

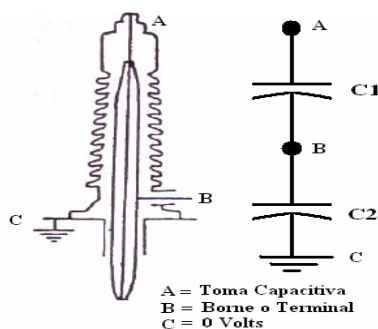
<b>Nro</b>	<b>Energ</b>	<b>Aterrado</b>	<b>Guarda</b>	<b>Modo</b>	<b>IN A (rojo)</b>	<b>IN B (azul)</b>	<b>Capacitancia</b>
1	Alta	Baja	Terc.	GSTg – B	Baja	Terc.	CH + CHL
2	Alta	—	Baja Terc.	GSTg – A+B	Baja	Terc.	CH
3	Alta	Terc.	—	UST – A	Baja	Terc.	CHL
4	Baja	Terc.	Alta	GSTg – A	Alta	Terc.	CL + CLT
5	Baja	—	Terc. Alta	GSTg A + B	Alta	Terc.	CL
6	Baja	Alta	—	UST – B	Alta	Terc.	CLT
7	Terc.	Alta	Baja	GSTg – B	Alta	Baja	CT + CHT
8	Terc.	—	Alta Baja	GSTg – A +B	Alta	Baja	CT
9	Terc.	Baja	—	UST – A	Alta	Baja	CHT
10	Alta	Baja	Terc.	GST	Baja	Terc.	CHL+CHT+CH

**Tabla 5.4 Pruebas para Medida de Capacitancias y Factor de Potencia  
para Autotransformador**

<b>Nro</b>	<b>Energizado</b>	<b>Aterrado</b>	<b>Guarda</b>	<b>Modo de Medida</b>	<b>IN A (rojo)</b>	<b>Capacitancia Medida</b>
1	Alta – Baja	Terc.	—	GST	Terc.	CHL + CHLT
2	Alta – Baja	—	Terc.	GSTg - A	Terc.	CHL
3	Alta – Baja	—	—	UST - A	Terc.	CHLT
4	Terc.	Alta Baja	—	GST	Alta Baja	CT + CHLT
5	Terc.	—	Alta Baja	GST - A	Alta Baja	CT
6	Terc.	—	—	UST - A	Alta Baja	CHLT

### 5.3.2 Medida de la Capacitancia y Factor de Potencia de los Bushings con Toma de Prueba.

Los bushings dotados de toma capacitiva, consisten de una serie de cilindros aislantes concéntricos, separados por capas metálicas, que pueden ser representados por capacitancias en serie. Estos condensadores están contenidos dentro de la porcelana y el espacio entre la porcelana y el cilindro está lleno de compuesto o de aceite.



**Figura 5.6 Modelo Dieléctrico Bushing con Toma.**

Para la prueba con el equipo Omicrón se procede igual que con la medición del aislamiento devanado – devanado y devanado – masa, se inyecta una tensión menor a la nominal del bushing y se mide la capacitancia C1 (se puede medir C2 de ser necesario), corriente y factor de potencia de acuerdo a la tabla 6.5.

**Tabla 5.5 Pruebas para Medida de Capacitancias y Factor de Potencia para Bushings con Toma**

Prueba Nro	Energizado	Modo de Medida	IN A (rojo)	Capacitancia Medida
1	Borne	UST	Toma	C1
2	Borne	GST	Toma	C2 + C1
3	Borne	GSTg - A	Toma	C2



Los datos adquiridos de corriente, factor de potencia y capacitancia, una vez realizada la prueba, se registran en las planillas ubicadas en el anexo A.

Todos los valores del factor de potencia obtenidos deben ser corregidos aplicando la tabla ubicada en el anexo B, para una temperatura nominal de 20 °C para futuras comparaciones.

### 5.3.3 Criterio de Aceptación

La empresa fabricante DOBLE recomienda los siguientes criterios de aceptación con respecto al factor de potencia:

- Transformadores construidos después de 1957, deben presentar un FP menor ó igual a 0.5%.
- Transformadores construidos antes de 1957 podrían presentar FP mayor a 0.5%. y menor a 1%

La empresa fabricante ABB apoyada en la norma IEC 137, así como la IEEE Std 62 – 1995 recomiendan que el factor de potencia no debe ser superior al 0.5%. El siguiente cuadro expresa un criterio sobre el factor de potencia.

**Tabla 5.6 Criterio para el Factor de Potencia del Aislamiento**

Variación del factor de potencia	Criterio
Menos de 0.5%	Bueno
>0.5% pero < 0.7%	Deteriorado
>0.5% pero <1.0%	Investigar
Mayor de 1.0%	Problema

En el caso de la capacitancia no se tiene establecido valores específicos ya que varía de acuerdo al tipo y fabricante del transformador, sin embargo la empresa ABB e IEC recomiendan que los resultados de capacitancia no deben tener un incremento entre el 3% y 5% comparada con pruebas anteriores de lo contrario seria una indicación de alguna degradación en el transformador necesitando entonces pruebas adicionales para ubicar la falla. Si se posee al momento de la prueba los valores de capacitancias referenciales del equipo la empresa fabricante Omicrón establece también el siguiente criterio.

**Tabla 5.7 Criterio para los Valores de Capacitancias del Aislamiento**

$\Delta C = \text{Capacitancia Medida} - \text{C. Ref.}$	Evaluación
$\Delta C < 5\%$	Aceptable
$5\% < \Delta C < 10\%$	Investigar
$\Delta C > 10\%$	Critico

#### 5.4 Medición de la Corriente de Excitación.

Se debe medir la corriente de excitación en todas las posiciones del cambiador de tomas y en todas las fases.

Las condiciones que deben cumplirse para realizar la prueba son:

1. El transformador debe estar desenergizado y aislado totalmente de los conexiones de alta y baja tensión.
2. El tanque del transformador debe ser puesto a tierra adecuadamente.
3. Todas las pruebas de corriente de excitación deben ejecutarse en el devanado de más alto voltaje si se trata de un mantenimiento o en todos si son pruebas de aceptación.

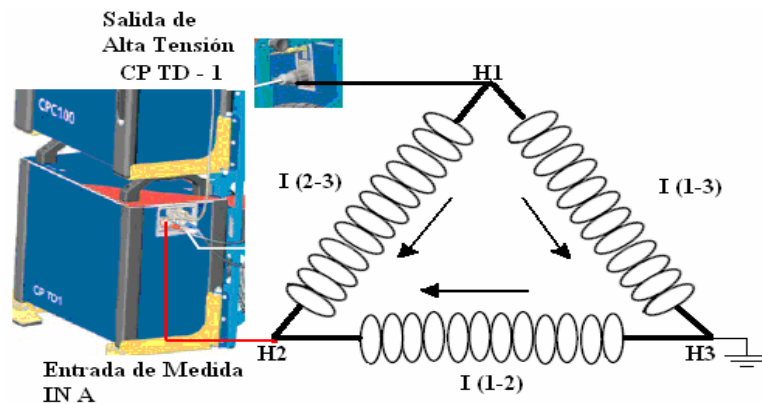
4. El voltaje de la prueba de los transformadores, no deberá exceder al valor del voltaje nominal línea – línea del devanado bajo prueba si esta conectado en delta. Y si los devanados se encuentran conectados en estrella el valor de voltaje de prueba no debe exceder el voltaje de línea a neutro. Voltaje recomendado 10 KV para la prueba.
5. Si el transformador está magnetizado, se debe desmagnetizar antes de efectuar la prueba, ya que de lo contrario los resultados serán erróneos.
6. Debe tenerse cuidado al trabajar cerca de todos los terminales del transformador, debido a que los voltajes serán inducidos en todos los devanados durante la prueba.
7. Los extremos de los devanados que normalmente en servicio están puesto en tierra, deberán permanecer conectados a tierra durante la prueba a excepción del devanado bajo prueba. Por ejemplo; con el transformador en conexión estrella – estrella, el neutro del devanado energizado para la prueba debe ser conectado al circuito de medición, mientras que el neutro del segundo devanado debe estar a tierra.

#### **5.4.1 Medición con el Equipo Omicrón CPC – 100 y CP – TD1**

Para la medición de la corriente de excitación igualmente se emplea los equipos Omicrón CPC – 100 y CP – TD1 en combinación. El equipo inyecta una tensión monofásica de 10 KV por cada una de las fases. Cabe resaltar que el equipo registrará varios parámetros sin embargo para este ensayo solo se tomara la corriente como valor a medir. También las conexiones entre los equipos y los pasos para operar serán las semejantes que para la prueba de aislamiento antes descrita.

### 5.4.1.1 Transformadores conectados en Delta

La siguiente ilustración indica brevemente los procedimientos de prueba usada para los devanados conectados en delta, incluyendo la conexión del cable de medición en rojo y el de salida de alta tensión en negro, salidas ubicadas en el CP – TD1.



**Figura 5.7 Conexión para la Medida de la Corriente de Excitación en un Transformador en Delta**

Si el devanado de bajo voltaje está conectado en estrella,  $X_0$  debe ser puesto a tierra.

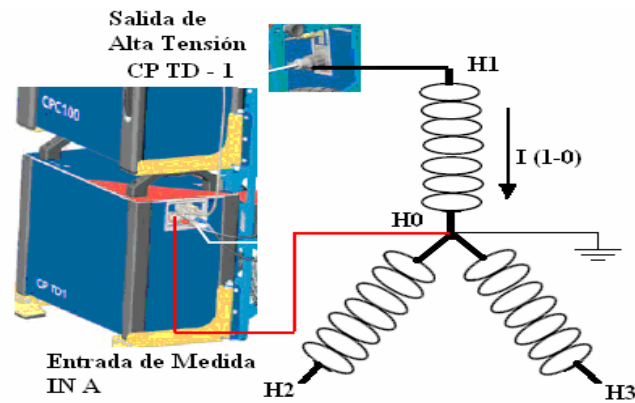
La siguiente tabla expresa las mediciones que se deben efectuar para la medida de la corriente de excitación.

**Tabla 5.8 Medidas para la Corriente de Excitación para un Tx en Delta.**

Nro Prueba	Energizado	Aterrado	Corriente Medida	Modo de Medida	IN A (Rojo)
1	H1	H3	I (1-2)	UST	H2
2	H2	H1	I (2-3)	UST	H3
3	H3	H2	I (3-1)	UST	H1

### 5.4.1.2 Transformadores conectados en Estrella

Para el caso de los equipos de transformación cuyos devanados están conectados en estrella, la siguiente figura muestra la conexión y los procedimientos empleados para la medición de la corriente de excitación en cada una de las fases aplicando siempre el mismo valor de tensión para la prueba.



**Figura 5.8 Conexión para la Medida de la Corriente de Excitación en un Transformador en Estrella.**

Cabe destacar que si el devanado de bajo voltaje está conectado en estrella,  $X_0$  se debe conectar a tierra. La siguiente tabla indica todas las medidas correspondientes para los devanados conectados en estrella del transformador o autotransformador bajo prueba.

**Tabla 5.9 Medidas para la Corriente de Excitación para un Tx en Estrella**

Nro Prueba	Energizado	Corriente Medida	Modo de Medida	IN A (Rojo)
1	H1	I (1-0)	UST	H0
2	H2	I (2-0)	UST	H0
3	H3	I (3-0)	UST	H0

### **5.4.2 Criterio de Aceptación**

Los valores obtenidos en las medidas de corriente de excitación deben estar en el rango de los mili-amperes. La corriente de excitación del transformador varía de acuerdo al tipo y fabricante, por lo tanto los valores medidos inicialmente deben compararse con los valores de prueba en fábrica según lo recomendado por la IEEE 62 1995 y estos no deben variar en un 15% ya que variaciones mayores son síntomas de presencia de cortocircuitos entre espiras, juntas o contactos flojos y problemas en el núcleo.

En las conexiones estrella – delta o delta – estrella, la corriente de excitación será mayor en las fases exteriores (R y T nomenclatura empleada por CADAPE) que en la fase central (S). Únicamente las dos corrientes mayores pueden ser comparadas. Si la corriente de excitación es menor a 50 mA, la diferencia entre las dos corrientes mayores no debe ser exceder al 10%; si es mayor a 50 mA la diferencia debe ser menor al 5%. Diferencias mayores entre las corrientes o fuera del rango establecido indican problemas.

### **5.5 Medición de la Relación de Transformación del Transformador**

Para llevar a cabo la prueba de relación de transformación se deben considerar las siguientes consideraciones:

1. Desenergizar el transformador y desconectarlo de la red, de forma que los bushings de los arrollados de alta, baja y terciario queden flotantes.
2. Calcular la relación de transformación teórica para cada uno de los Tap, de acuerdo a los datos de placa del transformador, tanto en alta tensión como en baja tensión.

Es conveniente tener a disposición los cálculos de relación de transformación para realizar comparaciones con los resultados obtenidos en las pruebas de campo. Las ecuaciones descritas en la tabla 3.2 permiten obtener estos valores de acuerdo al grupo de conexión en que se encuentre el transformador. Estos valores empleados en la siguiente formula indican además el rango de tolerancia para los valores obtenidos en el ensayo.

$$0.995 \times RT_{TEORICA} \leq RT_{MEDIDA} \leq 1.005 \times RT_{TEORICA} \quad \text{[Ecuación nro. 6.1]}$$

3. Identificar en la placa característica del transformador el grupo de conexión, el cual debe estar asentado explícitamente mediante un diagrama de conexión.
4. En el caso de arrollados en delta no es posible la conexión de los cables identificados como Ho o neutro. Estos deberán permanecer alejados del potencial de tierra y el personal, debido a que pudiesen energizarse durante la prueba.
5. Típicamente se aplican 8 Vms, 40 Vms ó 80 Vms en los arrollados de alta tensión, con el fin de limitar la magnitud de los voltajes inducidos en los devanados de baja tensión.

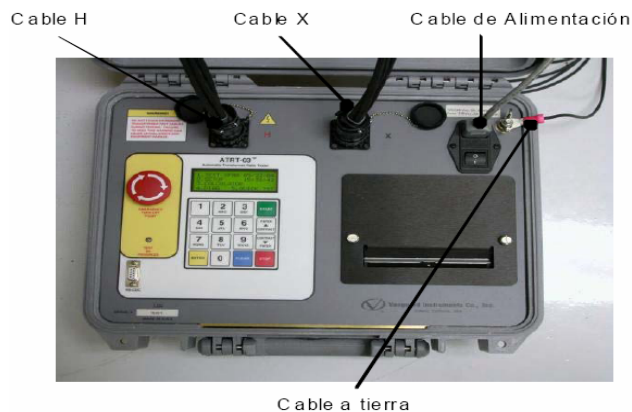
Para ejecutar la medición de la relación de transformación tanto en transformadores de potencia como autotransformadores se emplean los equipos Vanguard ATRT – 03/S2, el cual permite desarrollar la medición trifásica y Omicron CPC – 100, sin embargo para este ultimo la prueba debe manejarse con cables monofásicos y por ende las mediciones serán contempladas por fase.

### 5.5.1 Medición con el Equipo Vanguard ATRT – 03/S2

Al equipo ATRT - 03 se le debe conectar los siguientes componentes al panel frontal de Vanguard:

- Los cables de medida para los devanados de alta tensión (H).
- Los cables de medida para baja tensión (X).
- El cable de alimentación.
- El cable de protección a tierra.

Siempre se debe conectar el cable de tierra antes que los cables de medida por de seguridad. La figura 6.9 indica las conexiones del equipo Vanguard.



**Figura 5.9 Conexiones de los Cables al Panel Frontal del Equipo.**

Luego se debe conectar los cables del equipo de medición a los terminales de los bushings del transformador o autotransformador bajo prueba, los cuales deben estar identificados de acuerdo a las normas de la siguiente forma.



**Tabla 5.10 Nomenclatura para la identificación de los Bushings de acuerdo a las normas.**

<b>Devanado</b>	<b>ANSI C57.12.70 – 1978</b>	<b>IEC 76 – 1:1993</b>	<b>Australiana 2374</b>
Alta	H1, H2, H3, H0	1U, 1V, 1W, 1N	A2, B2, C2, N
Baja	X1, X2, X3, X4	2U, 2V, 2W, 2N	a2, b2, c2, n
Terciario	Y1, Y2, Y3, Y0	3U, 3V, 3W, 3N	a3, b3, c3, n

Posteriormente se inicia la prueba con el equipo Vanguard realizando los siguientes pasos:

- Se enciende el equipo ATRT – 03.
- El equipo muestra una pantalla para cada opción seleccionada por el usuario. En la primera pantalla muestra las opciones de Prueba, Herramientas, Cálculos, Diagnostico y Prueba Rápida. En ese caso se tomara la opción Prueba para un transformador trifásico.
- La segunda pantalla permite seleccionar el diagrama de conexión del transformador, en caso de no conocerlo el equipo tiene la disponibilidad de identificar la configuración por si mismo.
- Las siguientes dos pantallas permiten seleccionar los valores de tensión de la placa del transformador y de ejecutar el ensayo de forma continua.
- Luego se observarán seguidamente las pantallas donde se introducirán los voltajes del devanado de alta y baja tensión y su confirmación.
- Se inicia la prueba pulsando o girando en el caso del ATRT – 03/S2 la perilla de correr o parar la prueba “START”.

- Los resultados se muestran en la siguiente pantalla al finalizar la prueba, mostrando la relación, la corriente y la discrepancia con el respecto al valor nominal.
- El equipo mostrara la opción para imprimir los resultados y el formato en el cual los desee en las siguientes pantallas.
- Por ultimo aparece la opción para guardar los resultados de la prueba y la de ejecutar otra.

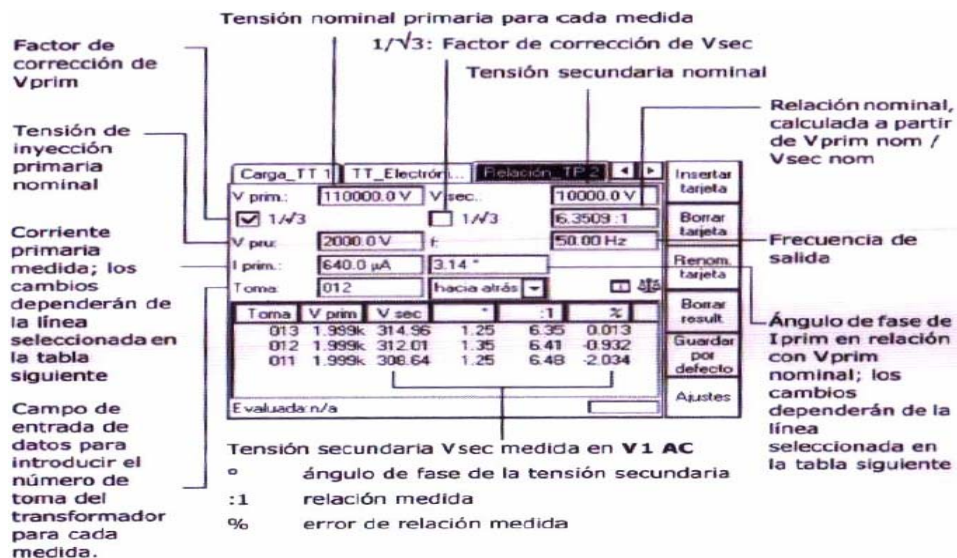
RECORD NUMBER 1				
TRANSFORMER TEST RESULTS				
DATE: 11/27/04		TIME: 08:38:24		
COMPANY:	VANGUARD			
STATION:	SHOP			
CIRCUIT:	1234			
MFR:	GE			
MODEL:	12000 208			
S/N:	F639943 67P			
KVA RATING:	500			
OPERATOR:	HAI			
TEST VOLTAGE = 40 VOLTS				
TYPE: DELTA to Y XFORMER				
H TAP: _____	H VOLTAGE: 012,000			
X TAP: _____	X VOLTAGE: 000,208			
PHS	M-RATIO	mA	%DIFF	C-RATIO
A	+100.04	0002	00.11	99.9288
B	+100.05	0002	00.12	99.9288
C	+100.01	0003	00.09	99.9288
<small>VANGUARD INSTRUMENT CO., INC. REV 1.64 HPN (C) 2000,2001            1710 GREVILLEA CT            DUNBAR, CT, 06106, USA            TEL: (909) 923-9390 FAX: (909) 923-9391            WWW.VANGUARD-INSTRUMENTS.COM            SERIAL NUMBER: 18543</small>				

**Figura 5.10 Impresión de resultados de Relación de Transformación con el  
ATRT – 03**

En el anexo G se puede observar el orden en el cual se van mostrando las pantallas desplegadas para la medida de la relación de transformación con el equipo ATRT – 03.

### 5.5.2 Medición con el Equipo Omicrón CPC – 100.

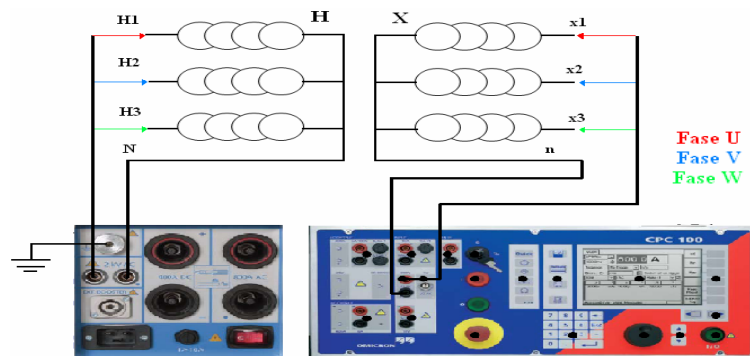
En el caso del equipo CPC – 100 esta prueba se lleva a cabo usando la función **relación TP** ubicada en las aplicaciones para transformadores de potencia, cuya función presenta los siguientes parámetros en la tarjeta de prueba.



**Figura 5.11 Pantalla del CPC – 100 para Medición de Relación de Transformación**

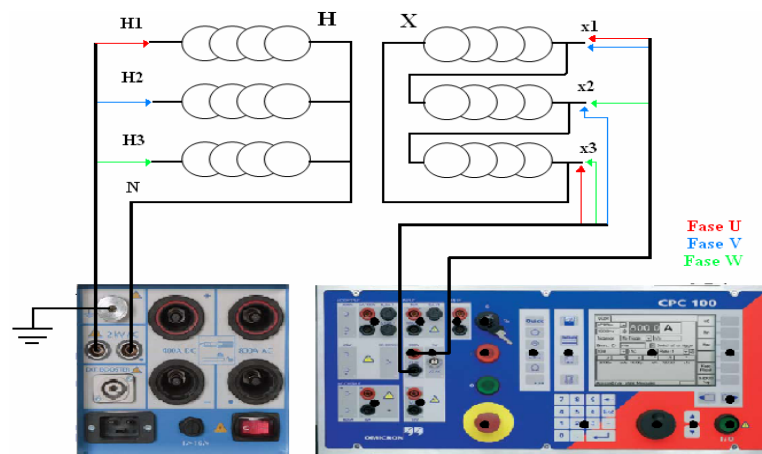
Además de la tarjeta de prueba el equipo emplea la entrada para medición de 300 V CA (V1AC) ubicada en la parte frontal y la salida de 2 KV en la parte lateral izquierda. A continuación se muestran algunos esquemas de conexión del CPC – 100 de acuerdo al tipo de configuración del transformador.

Conexión Estrella – Estrella (Yy0).



**Figura 5.12** Conexión del CPC – 100 para Medición de Relación de Transformación con configuración Yy0

Conexión Estrella – Delta (Yd5)



**Figura 5.13** Conexión del CPC – 100 para Medición de Relación de Transformación con configuración Yd5.

La conexión varía de acuerdo a la configuración del transformador. En el anexo C se muestra los ajustes de  $V_{prim}$  y  $V_{sec}$  de la tarjeta de prueba Relación TP para distintas conexiones del devanado del transformador.

La norma IEC 60076 – 1 señala que la relación de transformación debe medirse en todas las posiciones del cambiador de tomas. Esto permite establecer un patrón de referencia para comparaciones. Sin embargo en la práctica resulta aceptable efectuar ensayos en el tap de máxima tensión, nominal y mínima tensión, solo si el equipo no ha sido sometido a fallas como ejemplo cortocircuitos, ni presente comportamiento anormal en el cambiador de tomas. Todos los valores de deben registrar en la planilla correspondiente ubicada en el anexo A.

### **5.5.3 Criterio de Aceptación.**

Se considera aceptable según la IEEE Std C57.12.01-2005 que el voltaje en una bobina de un transformador, el resto de los voltajes obtenidos en transformadores que poseen tap, estarán correctos dentro de 0.5% de variación de los valores de voltaje sin carga expresados en la placa de identificación del transformador. Para las bobinas conectadas en estrella (Y), esta tolerancia se aplica al voltaje fase-neutro. Cuando el voltaje fase-neutro no está marcado explícitamente en la placa de identificación del transformador, el voltaje fase-neutro será calculado dividiendo los voltaje de fase a fase entre raíz de 3.

Si los valores obtenidos en la prueba es mayor que el valor mínimo recomendado, la condición del transformador podría estar afectada por corto-circuitos entre espiras, circuitos abierto, cambiador de tomas (tap) mal posicionado o con falso contacto, polaridad invertida, deterioro del aislamiento, contaminación y otros. Se recomienda tomar medidas correctivas para solventar el problema.

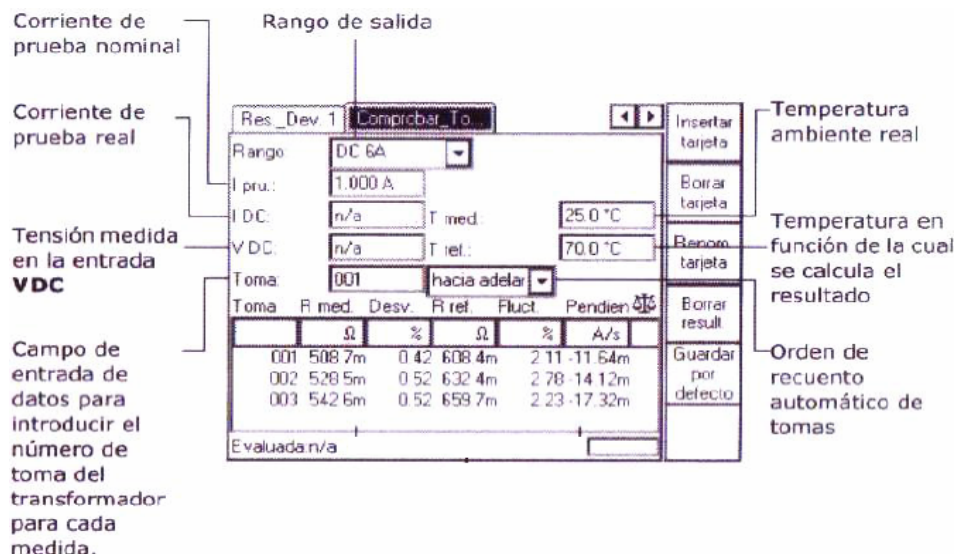
## **5.6 Medición de la Resistencia Ohmica de los Devanados**

Para la ejecución de esta prueba se deben hacer las siguientes consideraciones:

- El transformador debe estar desenergizado y desconectado de la red.
- La cuba debe estar correctamente puesta a tierra.
- La corriente de prueba no debe exceder 15% de la corriente nominal del devanado que se quiere medir, corrientes mayores pueden producir calentamiento ocasionando errores en las mediciones.
- Si el transformador posee cambiador de tomas se debe realizar la medición de la resistencia de los devanados de cada toma.

### 5.6.1 Medición con el Omicrón CPC – 100.

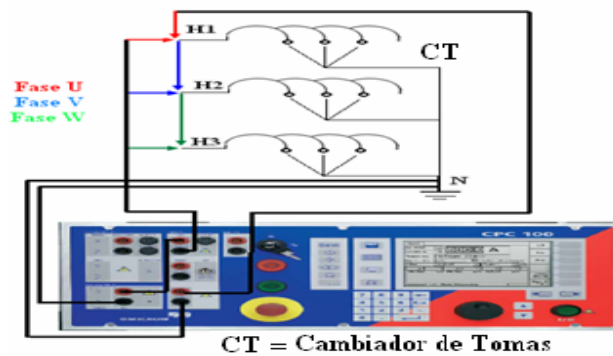
Para realizar la medición de los devanados con cambiador de tomas de los transformadores o autotransformadores se hace uso de la función Comprobar Tomas del CPC – 100, tarjeta que presenta los siguientes parámetros.



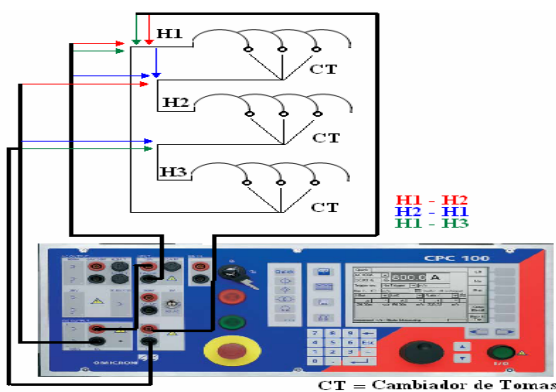
**Figura 5.14 Pantalla del CPC – 100 para Medición de Resistencia de los Devanados con Cambiador de Tomas.**

El equipo obtiene del ensayo el valor de la resistencia medida, la desviación máxima entre los valores medidos durante los 10 últimos segundos, el porcentaje de fluctuación en relación a la corriente  $I_{cc}$  que se produce en el cambio de la toma y la pendiente de la corriente de prueba real. Cualquiera elevación significativa de los últimos dos parámetros señala una toma defectuosa.

Para el ensayo se usa la salida de 6A CC y las entradas de medición I CC o CA y tensión V CC. A continuación se muestran algunos esquemas de conexión para la medida de la resistencia de los devanados.



**Figura 5.15 Conexión del CPC – 100 para Medición de Resistencia de los Devanados con Cambiador de Tomas conectado en Estrella.**



**Figura 5.16 Conexión del CPC – 100 para Medición de Resistencia de los Devanados con Cambiador de Tomas conectado en Delta.**

Los pasos a seguir por el usuario para realizar las pruebas se describen a continuación:

- Introducir los ajustes para la prueba.
- Pulse el botón I/O (Iniciar / Parar) para iniciar la prueba.
- Pulse Keep Result (Mantener resultado) para guardar el valor de la resistencia de devanado de la toma en cuestión o pulse Auto Keep Result (Mantener resultados automáticamente). Con este paso el CPC – 100 espera hasta que se obtienen los resultados estables con desviación inferior a 0.1% dentro del periodo de 10 segundos. Posteriormente se añade una nueva línea de resultados en la que la figura el número de la siguiente toma.
- En el transformador, ajuste la toma que se muestra en la última línea de resultados.
- Repita los últimos dos pasos en las tomas que desea medir.
- Pulse el botón I / O para detener la prueba y espere que se descarguen los devanados.

Luego de obtener los datos del equipo de medición, el valor de la resistencia debe ser corregida a la temperatura referencia usada por el fabricante mediante la siguiente ecuación:

$$R_S = R_M \times \left[ \frac{T_S + T_K}{T_M + T_K} \right] \quad \text{[Ecuación nro. 6.2]}$$



Donde:

**Rs** = Resistencia referida a la temperatura usada por el fabricante.

**Rm** = Resistencia medida.

**Ts** = Temperatura de referencia usada por el fabricante. (Típicamente 75°C.)

**Tm** = Temperatura a la cual se hizo la medición.

**Tk** = Constante que depende del tipo de metal con el cual esta hecho el devanado. 234.5°C para el cobre y 225°C para el aluminio.

### **5.6.2 Criterio de Aceptación**

Según la IEEE Std C57.12.00-06 los criterios de aceptación para la resistencia óhmica son:

1. La resistencia óhmica de un transformador de doble bobina tendrá una tolerancia del  $\pm 7.5\%$  del valor especificado por el fabricante.
2. La resistencia óhmica de un transformador que tiene tres o más bobinas, o teniendo bobinas en Zig-zag, tendrá una tolerancia del  $\pm 10\%$  del valor especificado por el fabricante.
3. El desbalance entre cada una de ellas, no se exceder los criterios de los apartado A y B.

## **5.7 Procedimientos para la utilización de los equipos Vanguard y Omicrón en Interruptores de Potencia.**

### **5.7.1 Objetivo**

El objetivo de los procedimientos es describir todos los aspectos necesarios para aplicación de los equipos de medición en la realización de las pruebas eléctricas de

aceptación y mantenimiento en Interruptores de Potencia, garantizando así la efectividad de las pruebas y las condiciones apropiadas para la operación del equipo.

### **5.7.2 Materiales y Herramientas**

- Equipo Multifuncional de Pruebas CPC – 100.
- Equipo Amplificador CP – TD1.
- Equipo de Medición de Tiempos de Operación CT – 6500.
- Equipo de Medición de Micro - Resistencia ATO – 400.
- Verificador de Ausencia de Tensión.
- Medidor de Temperatura y Humedad.
- Pértigas.
- Escaleras (fabricadas a base de materiales aislantes).
- Equipos de Puesta a Tierra (cables auxiliares para puesta a tierra).
- Herramientas menores (juego de llaves, dados, tenazas, alicates, destornilladores, etc.)
- Extensión Eléctrica.
- Protocolos de Pruebas.

### **5.7.3 Recursos Humanos**

Se necesitara un personal mínimo de seis (4) para ejecutar las pruebas eléctricas en Interruptores de Potencia comprendidas en los siguientes:

- Un (1) Ingeniero Electricista.
- Un (1) Técnico Electricista.
- Un (1) Operador de la S/E.
- Un (1) Auxiliar de Mantenimiento.

### **5.7.4 Medidas de Seguridad**

Todas las pruebas se deben realizar bajo las más estrictas medidas de seguridad tanto para el personal de mantenimiento como de los equipos, para ello se debe seguir las siguientes instrucciones:

1. Trabajar con equipos desenergizados (sin tensión).
2. Delimitar el área de trabajo.
3. Conservar distancia mínima de seguridad a zonas energizadas; de acuerdo a tabla 6.1.
4. Utilizar equipos de seguridad tales como: cascos dieléctricos, guantes de aislantes con protector de cuero, calzados de seguridad, camisa y pantalón (suministrado por CADA FE).
5. No posee ningún tipo de accesorio que contenga material conductor.

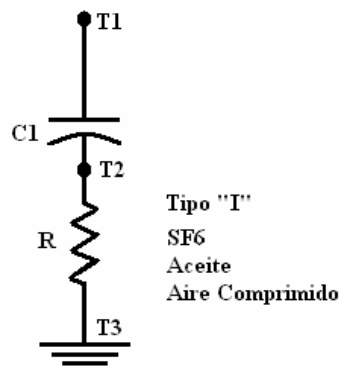
### 5.7.5 Condiciones Generales para Pruebas a Interruptores

- Desenergizar el interruptor y desconectarlo de la red.
- Colocar los cables de puesta a tierra como medida de seguridad.

## 5.8 Pruebas Eléctricas a Interruptores de Potencia.

### 5.8.1 Medición de la Capacitancia y Factor de Potencia del Aislamiento

En los interruptores de potencia el modelo dieléctrico equivalente varía de acuerdo al tipo y fabricante, sin embargo en la subestación la mayoría de estos equipos son de tipo “I” y emplean como medio de extinción el gas SF6. No obstante todavía hay disyuntores que usan el aceite como medio de extinción. El modelo dieléctrico es el siguiente.



**Figura 5.17 Modelo Dieléctrico de Interruptor de Potencia Tipo “I”**

Donde:

**C1** = Cámara de extinción.

**R** = Aislador soporte del interruptor y brazo de acondicionamiento.

Para el caso de interruptores que emplean el aire comprimido como método de extinción no se recomienda realizar la medición de aislamiento.

### 5.8.2 Medición con el Equipo CPC – 100 y CP – TD1.

Para desarrollar la prueba con el equipo de medición se debe conectar a la terminal del disyuntor o interruptor de potencia el cable de alimentación de alta tensión (negro) del equipo CP – TD1 capaz de suministrar hasta 12 KV y el cable de medida IN A (color rojo) al punto T2 de acuerdo a la figura 16 del modelo dieléctrico expuesto. Esta prueba se lleva a cabo mediante la tarjeta de prueba Tan Delta del CP – TD1 y los pasos para el manejo del equipo son los mismos para la medida de la capacitancia y factor de potencia en los transformadores de potencia.

El método de prueba para los interruptores de tipo “I” se muestra con la siguiente tabla a continuación.

**Tabla 5.11 Medidas para Capacitancia y FP en Interruptores con Aceite.**

Prueba Nro	Energizado	Aterrado	Modo Medida	Medición
1	T2	T3	UST	C1
2	T2	T3	GSTg – A	R

### 5.8.3 Criterio de Aceptación

Los valores de referenciales para la configuración “I” y tensión nominal por encima de 72.5 KV, es decir 115 KV y 230 KV a temperatura de 20°C es la siguiente según criterios empleados por PDVSA.

**Tabla 5.12 Valores de Referenciales de Pérdida en Interruptores.**

<b>Prueba Nro</b>	<b>Corriente (Amp.)</b>	<b>Pérdidas (Watts)</b>
1	10 - 40	0.003 – 0.01
2	90 - 140	0.007 – 0.02

El factor de potencia es aceptable debajo de 1% máximo de variación con respecto a pruebas anteriores y la capacitancia obtenida debe ser comparada con la placa característica del equipo y no debe variar en un 5%.

#### **5.8.4 Medición de la Resistencia de Contacto.**

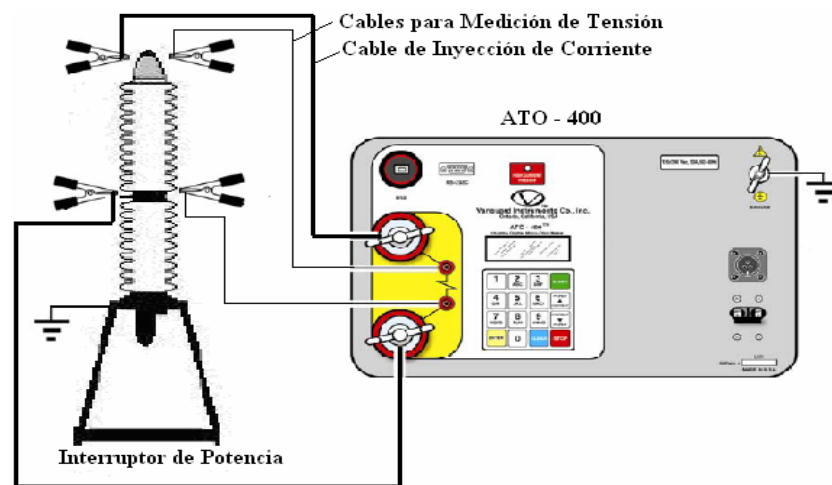
En esta prueba se tiene como finalidad registrar con el equipo de medición el valor óhmico de la resistencia entre los contactos de cada uno de las cámaras de interrupción del equipo se realiza por fase y en la posición cerrado. Se recomienda que la corriente de prueba DC deba ser lo más cercana a la corriente nominal para la que fue diseñada la cámara de interrupción. Si es imposible de lograrlo, se recomienda usar corrientes más pequeñas pero no menores a 100 Amp.

##### **5.8.4.1 Medición con el Equipo Vanguard ATO – 400**

Para realizar este ensayo se usa el equipo de medición Vanguard ATO – 400. Las conexiones necesarias del equipo para poder desarrollar la medida se describen a continuación:

- Conecte el ATO a tierra.
- Conecte el cable de alimentación del ATO a un tomacorriente.

- Conecte las terminales de los cables de corriente y tensión, en sus respectivos bornes ubicados en el panel de control, ver figura 6.18.
- Conecte las pinzas de los cables para inyección de corriente, en ambos extremos de la carga resistiva que va a ser ensayada, en este caso el interruptor.
- Conecte las pinzas de medición de tensión en los terminales de la carga resistiva a medir. Las pinzas de medición de tensión, deben estar dentro de las pinzas de corriente. A continuación se muestra el diagrama de conexión.



**Figura 5.18 Conexión del ATO – 400 al Interruptor de Potencia**

Las secuencias para operar el ATO, son presentadas en formato tabular con una tabla diferente para cada una de las operaciones disponibles. Cada paso tiene un número e indica una opción al operador, seguido por una descripción de lo que debería observar en la pantalla del ATO. Todas las acciones comienzan con el menú INICIO. A continuación se describen los procedimientos estándar para medir una resistencia desconocida.

- Encienda el ATO, presionando el interruptor (posición ON).
- Inicie el procedimiento de prueba (RUN TEST).
- Luego seleccione el valor de la corriente de prueba (SELECT TEST CURRENT), recomendado 100 amperes.
- Posteriormente seleccione un tiempo para el funcionamiento de la prueba (SELECT BURN IN TIME).
- Las opciones que despliegan la pantalla del acto son para confirmar los valores de prueba seleccionado.
- Se procede a la medición pulsando la tecla START para poner en marcha la ejecución de la prueba. La aceleración de corriente y el porcentaje de nivel de aceleración se exhiben con el letrero TEST IN PROGRESS. Cuando la corriente de prueba ha llegado al nivel específico (la corriente está al 100%), el despliegue del resultado de la prueba aparece automáticamente.
- El menú KEEP THIS READING (guardar esta lectura) se despliega en la pantalla LCD.
- Por último despliega RUN ANOTHER TEST (realizar otra prueba). De no realizar otra prueba apague el equipo y finaliza.

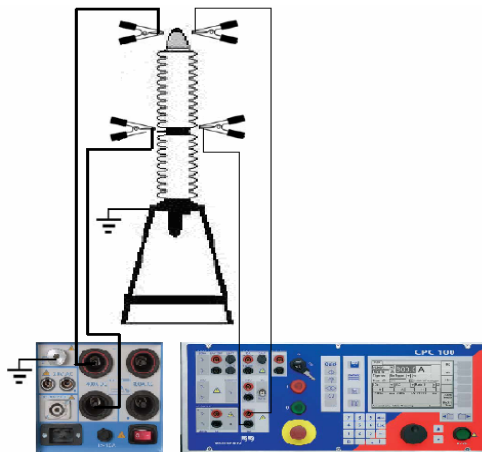
En el anexo F se muestra la secuencia en el cual se despliegan las pantallas para la medida de la resistencia de contacto.

#### **5.8.4.2 Medición con el Equipo Omicrón CPC – 100.**

Esta prueba también es posible desarrollarse con el equipo de medición CPC – 100, el cual permite suministrar para esta prueba hasta 400 amperes y mide en el

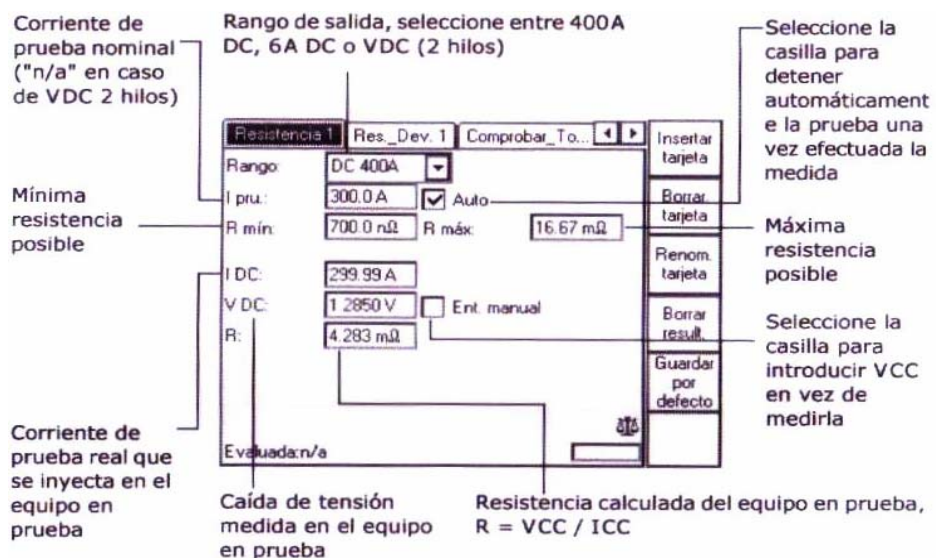


rango de  $1 \mu\Omega$  a  $10 \text{ m}\Omega$  aplicando la tarjeta de prueba Resistencia y haciendo uso de la salida de 400 ACC y la entrada 10 VCC. El diagrama de conexión entre el equipo de medición y el disyuntor se muestra a continuación.



**Figura 5.19 Conexión del CPC - 100 al Interruptor de Potencia**

En el panel frontal del equipo se muestra la pantalla que indica los parámetros de la aplicación Resistencia.



**Figura 5.20 Panel Frontal del CPC – 100 para la Medida de Resistencia de Contacto con la Tarjeta de Prueba Resistencia.**

### **5.8.4.3 Criterio de Aceptación**

Los valores óhmicos de la resistencia que se produce en los contactos ubicados en las cámaras de interrupción de los polos no deben ser mayores a los 120  $\mu\Omega$  según criterios usados por PDVSA, ya que dichos valores originan caídas de tensión, calor y pérdidas de potencia por efecto joule. La IEEE 62 1995 expresa además que la medición de este tipo de resistencia no debe variar del 5%.

### **5.8.5 Medición de los Tiempos de Operación.**

El objetivo de la prueba es la determinación de los tiempos de operación de los interruptores de potencia en sus diferentes formas de maniobra, así como la verificación del sincronismo de sus polos o fases. La norma internacional IEC 56 define estos tiempos de la siguiente manera:

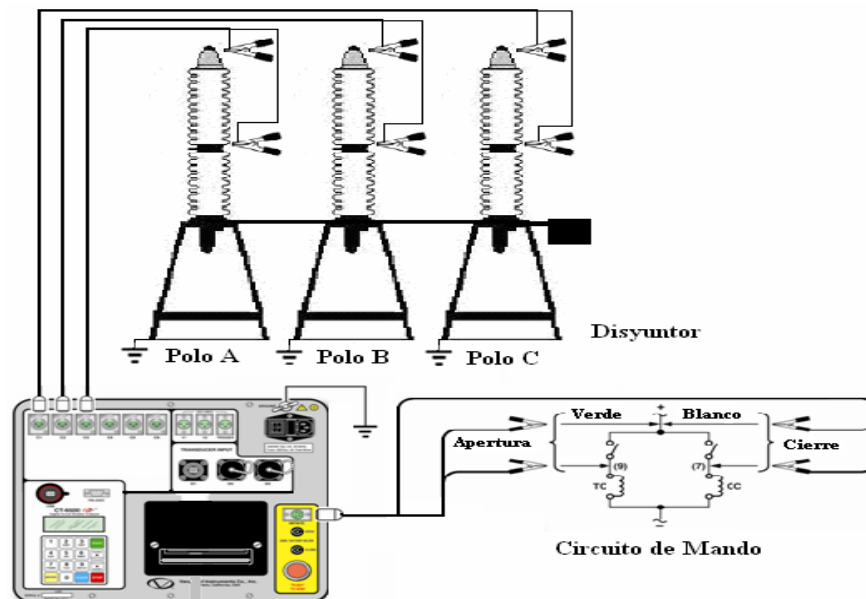
- Tiempo de apertura (IEC 56 3.105.32).
- Tiempo de cierre (IEC 56 3.105.35).
- Tiempo de apertura-cierre, A-C o tiempo de aislamiento (IEC 56 3.105.38).
- Tiempo de cierre-apertura, C-A o tiempo de corto circuito (IEC 56 3.105.42).

#### **5.8.5.1 Medición con el Equipo Vanguard CT – 6500**

La medición de los tiempos de operación o tiempos mecánicos de los interruptores de potencia se realiza con el equipo de prueba CT – 6500 y en forma simultanea en los 3 polos. Las conexiones necesarias para implementar el equipo se nombran a continuación:

- Conecte el cable de puesta a tierra del Vanguard CT – 6500.
- Conecte las terminales de los cables de contacto en sus respectivos bornes ubicados en el panel de control.
- Conecte las pinzas en ambos extremos en cada uno de los polos del interruptor, rojo en la parte superior y negro en la parte inferior.
- Identifique los relés para la apertura y cierre en el mando del interruptor.
- Conecte los cables de inicio del CT – 6500 en el circuito de mando del interruptor de potencia.
- Conecte el cable de alimentación del CT – 6500 a un tomacorriente.

La siguiente figura ilustra la conexión del equipo de medición, el circuito de mando y cada uno de los polos del interruptor.



**Figura 5.21 Conexión del CT – 6500 con el Interruptor de Potencia.**

Los pasos del CT – 6500 para iniciar la operación del interruptor y efectuar una medición se describe a continuación.

- Encienda el equipo de medición el CT – 6500.
- El Vanguard CT – 6500 despliega una serie de pantallas continuas a medida que se va seleccionando una acción. La primera pantalla indica la opción para elegir una medición de tiempos con o sin una resistencia de inserción. En la subestación los interruptores Barbacoa I no poseen resistencia de inserción.
- Posteriormente se despliega una pantalla donde aparecen las opciones de tiempo para la ejecución de la prueba; 1, 10, 20 segundos. Para interruptores de potencia se debe seleccionar 1 segundo.
- Luego se despliega una pantalla donde se muestra la opción “TRIGGER MODE” (Modo de Disparo). La acción “INTERNAL TRIGGER” permite enviar la orden de mando automáticamente desde el CT – 6500 y se recomienda emplear este modo.
- La siguiente pantalla muestra las distintas operaciones que se pueden realizar:
  - a. OPEN.
  - b. CLOSE.
  - c. O – C. (Tiempo de Aislamiento). Simula un cierre rápido debido a un cortocircuito para restablecer la corriente.
  - d. C – O. (Tiempo de Cortocircuito). Simula una apertura debido a un cortocircuito luego de una operación de cierre. El interruptor deberá abrirse instantáneamente. Hay tres opciones para que el usuario programe la acción Cierre – Apertura, con el contacto principal; el CT – 6500 activa la opción

- Cierre y posteriormente el de Apertura cuando este cerrado el polo. Programando un retraso; el usuario puede introducir un retraso de 10 ms a 500 ms del comando Cierre al comando Apertura, y sin retraso; tanto el comando Cierre como Apertura son accionados simultáneamente.
- e. O – C – O. El ciclo completo de Apertura – Cierre – Apertura requiere que el usuario ingrese dos retrasos de tiempos entre las operaciones del interruptor. Estos retrasos son aplicados en intervalos de milisegundos. El primer retraso corresponde al primer ciclo de Apertura hacia el Cierre. El segundo retraso es desde el comando Cierre a la segunda Apertura.
- Para finalizar con el procedimiento para la medida de los tiempos de operación del Disyuntor se retiene el interruptor “ARM” y se presiona el botón “START”, el equipo tarda 25 segundos y muestra los resultados. Inmediatamente se puede imprimir los resultados o guardarlos en la memoria interna del equipo.

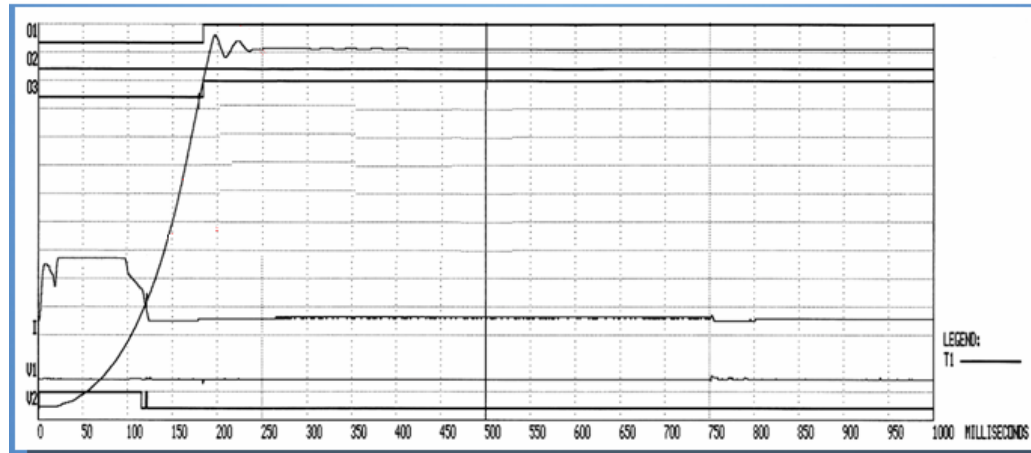
El anexo E se muestra la secuencia de los pasos para la medida de los tiempos de operación del interruptor.

BREAKER TIMING RESULTS - 60 Hz			
SHOT NUMBER: 0005			
DATE: 01/19/09 TIME: 07:03:52			
COMPANY: VANGUARD			
STATION: ONTARIO			
CIRCUIT: ITE			
MPR: 14 4K			
MODEL: 12945			
S/N: HAI			
OPERATOR: HAI			
TEST: CLOSE			
CONTACT TIME			
CH	TIME	CYCLE	BOUNCE WIFE
	<ms>		<ms> <in>
1	181.50	10.89	001.70 00.77
2	000.00	00.00	000.00 00.00
3	181.40	10.88	001.70 00.78
DELTA TIME <ms>: 000.10			
TRAVEL ANALYSIS T1			
STROKE	in	07.08	
SPEED	ft/s	08.72	
OVER-TRAVEL	in	00.29	
BOUNCE BACK	in	00.16	
SPEED ANALYSIS:			
POINT 1	=	01.00 in	
POINT 2	=	08.00 in	
V1 NOMINAL VOLTAGE = 52 VOLTS			
V1 MINIMUM VOLTAGE = 37 VOLTS			
INITIATOR CURRENT = 05.1 AMPS			
SHOT LENGTH: 1 SECOND			
INSERTION RESISTOR: NO			
TRIGGER: INTERNAL			

**Figura 5.22 Ejemplo de Impresión Tabulada de una Operación de CERRADO.**

Al imprimir los resultados de la prueba se muestran los siguientes parámetros:

1. Número y fecha de la prueba.
2. Información del registro de la medición (Compañía, Nombre de la S/E, Circuito).
3. Identificación del tipo de la prueba.
4. Tiempo del canal de contacto expresado en milisegundos y ciclos.
5. Duración del rebote del canal de contacto “BOUNCE” y recorrido del canal de contacto “WIPE”.
6. Tiempo diferencial entre el contacto más lento y el más rápido, expresado como “DELTA TIME”.
7. Carrera del contacto del interruptor.
8. Cálculo de la velocidad del contacto.
9. Distancia de sobre – desplazamiento del contacto y distancia de rebote del contacto.
10. Cálculo de la velocidad del contacto en los dos puntos de análisis “SPEED ANALYSIS”.
11. Monitoreo de la fuente de alimentación de corriente continua (tensión nominal y mínima), además de la corriente de inicio.
12. Duración de la medición, modo de disparo y aplicación de la resistencia de inserción.



**Figura 5.23 Grafica de Accionamiento de los Polos de un Interruptor para la Operación Abierto.**

#### 5.8.5.2 Criterio de Aceptación.

Los tiempos de operación de los interruptores de alta tensión varían de acuerdo al fabricante y mando. Los resultados obtenidos en la pruebas deben compararse con las pruebas de fabrica suministradas. Sin embargo de no contar con ellas, se toma como medida general los valores indicado en la siguiente tabla.

**Tabla 5.13 Valores de Tiempo Máximo para Apertura, Cierre y Simultaneidad.**

Tiempo Máximo (milisegundos)		Tiempo Máximo de Simultaneidad entre Polos (milisegundos)	
Apertura	Cierre	Apertura	Cierre
50	80	2.77	4.16

## **5.9 Procedimientos para la utilización de los equipos Vanguard y Omicrón en Seccionadores de Potencia.**

### **5.9.1 Objetivo**

El objetivo de los procedimientos es describir todos los aspectos necesarios para aplicación de los equipos de medición en la realización de las pruebas eléctricas de aceptación y mantenimiento en Seccionadores de Potencia, garantizando así la efectividad de las pruebas y las condiciones apropiadas para la operación del equipo.

### **5.9.2 Materiales y Herramientas**

- Equipo Multifuncional de Pruebas CPC – 100.
- Equipo de Medición de Micro - Resistencia ATO – 400.
- Verificador de Ausencia de Tensión.
- Pértigas.
- Escaleras (fabricadas a base de materiales aislantes).
- Equipos de Puesta a Tierra (cables auxiliares para puesta a tierra).
- Herramientas menores (juego de llaves, dados, tenazas, alicates, destornilladores, etc.)
- Extensión Eléctrica.
- Protocolos de Pruebas.



### **5.9.3 Recursos Humanos**

Se necesitara un personal mínimo de seis (4) para ejecutar las pruebas eléctricas en Seccionadores de Potencia comprendidas en los siguientes:

- Un (1) Ingeniero Electricista.
- Un (1) Técnico Electricista.
- Un (1) Operador de la S/E.
- Un (1) Auxiliar de Mantenimiento.

### **5.9.4 Medidas de Seguridad**

Todas las pruebas se deben realizar bajo las más estrictas medidas de seguridad tanto para el personal de mantenimiento como de los equipos, para ello se debe seguir las siguientes instrucciones:

1. Trabajar con equipos desenergizados (sin tensión).
2. Delimitar el área de trabajo.
3. Conservar distancia mínima de seguridad a zonas energizadas.
4. Utilizar equipos de seguridad tales como: cascos dieléctricos, guantes de aislantes con protector de cuero, calzados de seguridad, camisa y pantalón (suministrado por CADAFFE).
5. No posee ningún tipo de accesorio que contenga material conductor.

### **5.9.5 Condiciones Generales para Pruebas a Seccionadores**

- Desenergizar el seccionador.

- Colocar los cables de puesta a tierra como medida de seguridad.

## 5.10 Pruebas Eléctricas a Seccionadores de Potencia.

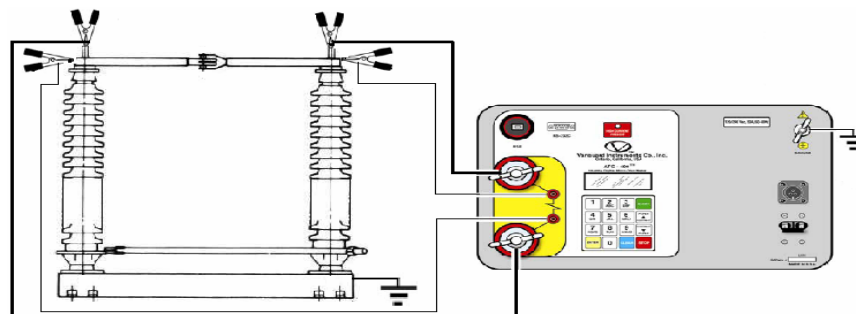
### 5.10.1 Medición de la Resistencia de Contacto

Esta prueba en los seccionadores tiene el mismo principio de la prueba descrita para medida de resistencia de contacto en los disyuntores, conocer el valor de la resistencia que se produce en los brazos de cada polo del equipo de alta tensión cuando este se encuentra en la posición cerrada.

#### 5.10.1.1 Medición con el Equipo Vanguard ATO – 400

Para la prueba se debe conectar las pinzas para inyección de corriente y voltaje tanto en los bornes del panel frontal del equipo de medición, como en los terminales del seccionador.

Los procedimientos para operar el equipo de medición Vanguard son los mismos descritos para el interruptor de potencia y el diagrama de conexión se muestra a continuación.



**Figura 5.24 Diagrama de Conexión del ATO – 400 para la Medición de la Resistencia de Contacto en un Seccionador.**

### 5.10.1.2 Medición con el Equipo Omicrón CPC – 100

Los pasos para la medición de la resistencia de contacto empleando el CPC – 100 son idénticos al de los interruptores descritos anteriormente, solo varía el diagrama de conexión.

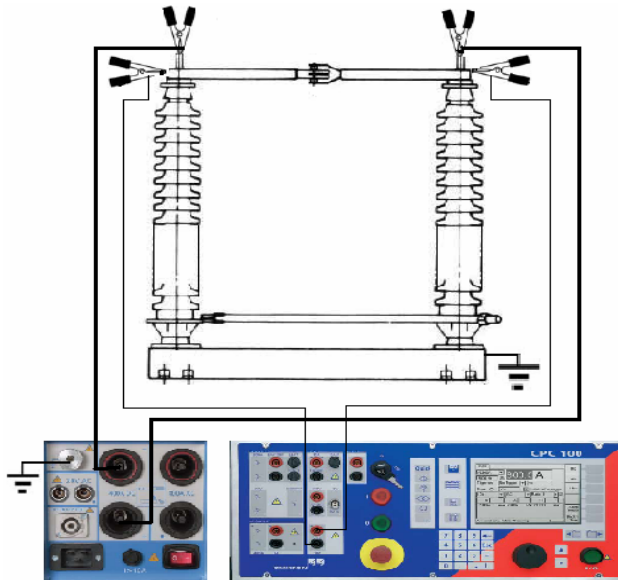


Figura 5.25 Diagrama de Conexión del CPC – 100 en un Seccionador

### 5.10.1.3 Criterio de Aceptación

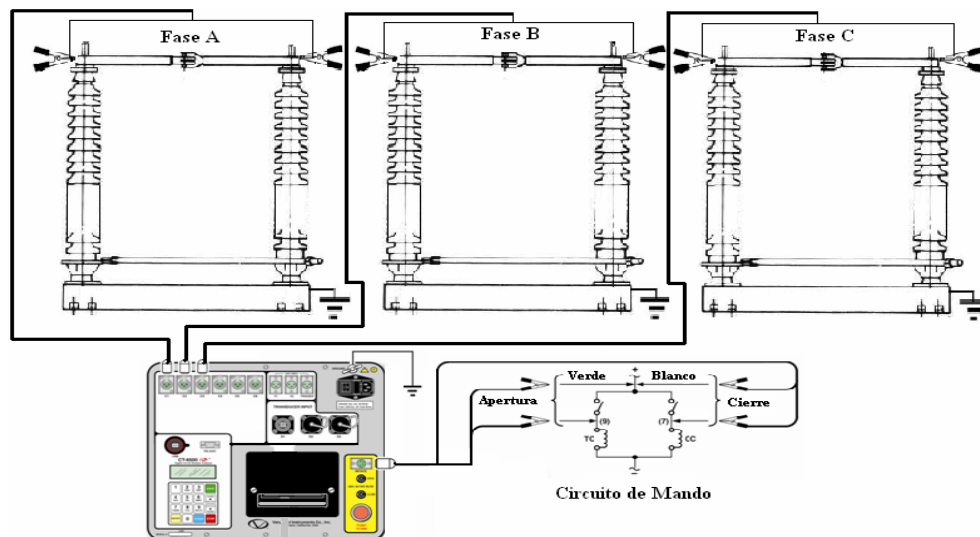
Los resultados obtenidos en las prueba siempre se deben comparar con los valores de fabrica suministradas por el fabricante. Sin embargo el valor óhmico no debe exceder los  $120 \mu\Omega$ . En caso de superar el valor referido, durante el mantenimiento se puede limpiar los contactos de los brazos de cada polo del seccionador, esto ayudará a bajar significativamente los valores de resistencia de contacto.

## 5.11 Medición de los Tiempos de Operación

En los seccionadores esta medición se debe realizar con la finalidad de llevar un control sobre los tiempos de operación del equipo y garantizar su correcto funcionamiento.

### 5.11.1 Medición con el Equipo Vanguard CT – 6500

El equipo empleado para la medición de los tiempos de operación del seccionador es el Vanguard CT – 6500. Los pasos para operar con el equipo son idénticos a los descritos para los interruptores solo que los seccionadores no poseen resistencia de inserción por operar sin de carga y el tiempo seleccionado para la prueba debe ser mucho mayor a 1 segundo. El CT – 6500 ofrece las opciones de 10 y 20 segundos para análisis de tiempo en seccionadores. Las acciones de Apertura y Cierre son las más indicadas. El diagrama a continuación indica las conexiones respectivas para la prueba entre los polos del seccionador y el CT – 6500.



**Figura 5.26 Diagrama de Conexión del CT – 6500 en un Seccionador.**

Se debe tomar nota de los tiempos de operación en la planilla respectiva ubicada en el anexo A.

### **5.11.2 Criterio de Aceptación**

Los tiempos de operación obtenidos se pueden comparar con los del fabricante sin embargo lo mas importancia es garantizar la simultaneidad en el cierre o apertura de los polos del seccionador y evitar discrepancias mayores entre los tiempos medidos de cada polo.

## **5.12 Procedimientos para la utilización de los equipos Vanguard y Omicrón en Transformadores de Intensidad.**

### **5.12.1 Objetivo**

El objetivo de los procedimientos es describir todos los aspectos necesarios para aplicación de los equipos de medición Vanguard y Omicrón en la realización de las pruebas eléctricas de aceptación y mantenimiento en Transformadores de Corriente, garantizando la efectividad de las pruebas y las condiciones apropiadas para la operación del equipo.

### **5.12.2 Materiales y Herramientas**

- Equipo Multifuncional de Pruebas CPC – 100.
- Equipo Amplificador CP – TD1.
- Verificador de Ausencia de Tensión.
- Medidor de Temperatura y Humedad.

- Pértigas.
- Escaleras (fabricadas a base de materiales aislantes).
- Equipos de Puesta a Tierra (cables auxiliares para puesta a tierra).
- Herramientas menores (juego de llaves, dados, tenazas, alicates, destornilladores, etc.)
- Extensión Eléctrica.
- Protocolos de Pruebas Eléctricas.

### **5.12.3 Recursos Humanos**

Se necesitara un personal mínimo de seis (5) para ejecutar las pruebas eléctricas en Transformadores de Corriente comprendidas en los siguientes:

- Un (1) Ingeniero Electricista.
- Un (1) Técnico Electricista.
- Un (1) Operador de la S/E.
- Un (2) Auxiliar de Mantenimiento.

### **5.12.4 Medidas de Seguridad**

Todas las pruebas se deben realizar bajo las más estrictas medidas de seguridad tanto para el personal de mantenimiento como de los equipos, para ello se debe seguir las siguientes instrucciones:

1. Trabajar con equipos desenergizados (sin tensión).
2. Delimitar el área de trabajo.
3. Conservar distancia mínima de seguridad a zonas energizadas; de acuerdo a tabla 1.
4. Utilizar equipos de seguridad tales como: cascos dieléctricos, guantes de aislantes con protector de cuero, calzados de seguridad, camisa y pantalón (suministrado por CADAFFE).
5. No posee ningún tipo de accesorio que contenga material conductor.

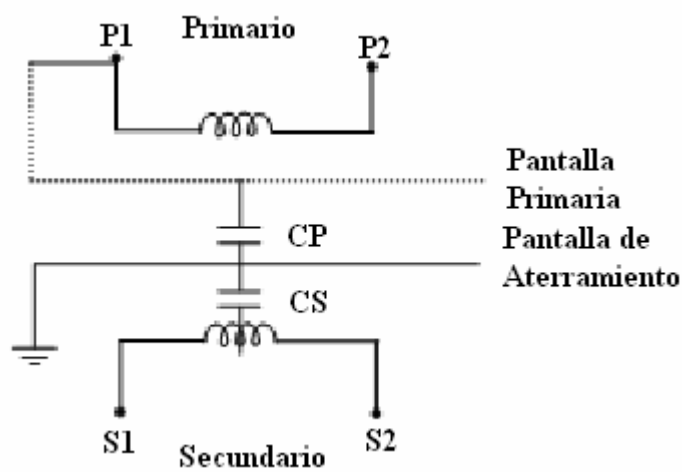
#### **5.12.5 Condiciones Generales para Pruebas a Interruptores de Intensidad.**

- Desenergizar el transformador de corriente (TC) y desconectarlo de la red.
- Colocar los cables de puesta a tierra como medida de seguridad.

### **5.13 Pruebas Eléctricas a Transformadores de Intensidad.**

#### **5.13.1 Medición de la Capacitancia y Factor de Potencia**

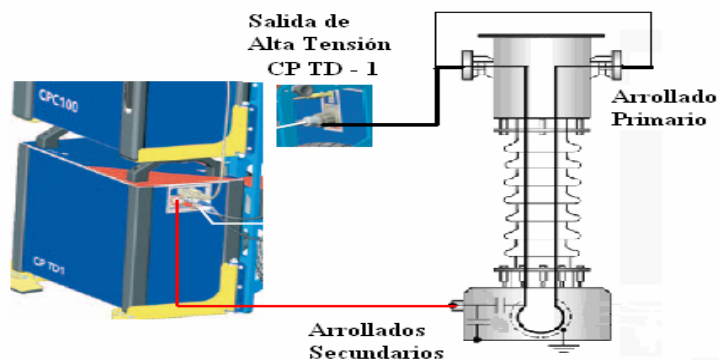
El factor de potencia es muy recomendable para detectar humedad y otras contaminaciones que producen pérdidas en los devanados de los transformadores y la capacitancia identifica algún problema en el núcleo o arrollados. En los transformadores de corriente el modelo dieléctrico suele variar de acuerdo al tipo y su fabricante pero un modelo referente se muestra a continuación.



**Figura 5.27 Modelo Dieléctrico de TC**

#### 5.13.1.1 Medición con el Equipo CPC – 100 y CP – TD1

Para la realización de la prueba se inyecta en el devanado primario del TC una tensión de aproximadamente 10 KV con el equipo CP – TD1. Antes de iniciar la prueba se aísla completamente el transformador de corriente, se cortocircuitan los terminales primarios y los arrollados secundarios usando alambre de cobre alrededor de cada terminal, se conecta el cable de alta tensión del equipo de prueba y los cables de medición respectivamente.



**Figura 5.28 Conexión para Medición de la Capacitancia y FP en un TC.**



La siguiente tabla indica los procedimientos para la prueba de capacitancia y factor de potencia, además del modo de medida que se emplea en la operación del equipo.

**Tabla 5.14 Procedimiento para la Medida de Capacitancia y FP en un TC.**

<b>Prueba</b>	<b>Tensión(KV)</b>	<b>Energizado</b>	<b>Aterrado</b>	<b>Modo de Medida</b>	<b>IN A (rojo)</b>	<b>Medida</b>
1	10	P1,P2	S1,S2	GTS	S1,S2	CP
2	10	P1,P2		GSTg - A	S1,S2	CP + CS
3	2.5	S1,S2		GTS	P1,P2	CS

#### **5.13.1.2 Criterio de Aceptación**

Se espera que el factor de potencia no sea mayor del 1% para corroborar que el equipo posee un aislamiento bueno o en condiciones para operar. Para otros resultados mayores se cataloga como marginal o malo. Los valores de capacitancia se deben comparar con los de fábrica y estos no deben tener incrementos significativos a lo largo de su vida útil.

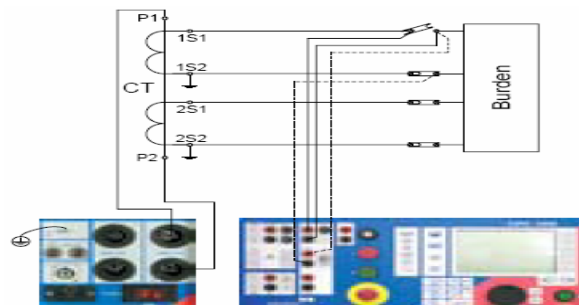
#### **5.13.2 Medición de la Relación de Transformación**

Esta prueba tiene como objeto verificar la relación de transformación del TCs, de forma tal de garantizar con exactitud que la corriente secundaria con que se alimentan los equipos de protección, medición y control sean un reflejo de la corriente primaria. Para la medición de la relación de transformación se pueden aplicar dos métodos; de corriente y voltaje, sin embargo para TCs con corrientes nominales por debajo de 800 amperes es recomendable el método de corriente.

### 5.13.2.1 Medición con el Equipo CPC – 100

Si se han realizado pruebas aplicando corriente directa o corrientes asimétricas, es posible que exista una inducción residual en el núcleo del transformador de corriente (TCs), lo cual puede causar un alto error en la relación de transformación. Para desmagnetizar el núcleo del TCs utilice el CPC – 100 con su tarjeta de prueba “Curva de Excitación” y con la conexión correspondiente y sin realizar la prueba presione la opción desmagnetizar. Para realizar la medición con el equipo CPC – 100 emplea la tarjeta de prueba “Relación TC”, tarjeta que permite suministrar hasta 800 amperes procedente de la salida AC OUTPUT. Los procedimientos para la prueba son:

- Después de desenergizar el TCs desconectarlo, se procede a cortocircuitar los devanados secundarios que no van a ser medidos para no producir sobretensiones que puedan dañar los devanados.
- La corriente a inyectar dependerá de la clase de precisión del TCs.
- En el caso de TCs cuya función es medir se debe inyectar una corriente entre 5, 20, 100 y/o 120 por ciento de la corriente nominal.
- Para TCs cuya finalidad es proteger, conviene inyectar la corriente nominal.



**Figura 5.29 Conexión para Medición de la Relación de Transformación en un TC**

El equipo emplea las entradas de 10A AC/ 3V o 300V vía pinza de corriente, y la tarjeta mide corriente del secundario con magnitud y ángulo, relación con porcentaje de error, polaridad de los terminales, y opcionalmente carga conectada y factor de potencia.

**Corriente primaria nominal**

Corriente de inyección primaria

Corriente real inyectada en el lado primario del TC

Corriente secundaria medida

Relación Iprim. / Isec.:

**Corriente secundaria nominal**

Seleccione la casilla para detener automáticamente la prueba una vez efectuada la medida.

Usar pinza de corriente en vez de entrada IAC\*)

Ángulo de fase (φ con respecto a Iprim)

Seleccione la casilla para introducir corriente secundaria en vez de medirla

Relación_TC 1	Relación_TC 2	Carga_TC 1	
Rango: AC 800A		<input checked="" type="checkbox"/> Auto	Inserir tarjeta
I prim.: 200.0 A	I sec.: 5.000 A		Borrar tarjeta
I pru.: 200.0 A	f.: 50.00 Hz		Renom. tarjeta
I prim.: 199.99 A	<input type="checkbox"/> I sec con pinza		Borrar result.
I sec.: 5.0130 A	0.10 °	<input type="checkbox"/> Ent. manual	Guardar por defecto
Rel: 200.0/5.0133	0.265 %		Ajustes
Pol.: Correcto	<input type="checkbox"/> Medi carga		
Evaluada: n/a			

Polaridad:  
Correcta = faseIsec - faseIprim  
= -45° < 0° < +45°

**Figura 5.30 Pantalla del CPC – 100 para la Relación de Transformación TCs**

### 5.13.2.2 Criterio de Aceptación

El porcentaje de error también se puede calcular empleando la siguiente ecuación.

$$\%error = \left[ \frac{K_N \cdot I_S - I_P}{I_P} \right] \bullet 100 \quad \text{[Ecuación nro. 6.3]}$$

Donde:

$K_n$  = Relación Nominal.

$I_s$  = Corriente Secundaria.

$I_p$  = Corriente inyectada al primario.

La IEEE 62 1995 expresa que el porcentaje de la relación de transformación obtenida no debe exceder el 0.5% de la nominal del TCs.

### **5.13.3 Medición de los VA de la Carga (Burden)**

Esta prueba viene a ser un complemento de la prueba de medición de la relación de transformación. Para esta prueba se verifica la carga conectada al transformador a la intensidad nominal, así tenemos la potencia de cada secundario midiendo la corriente y la tensión en cada uno de los secundarios del transformador.

El procedimiento de esta prueba consiste en verificar que todos los secundarios tengan conectados sus cargas reales tales como relés, contadores, amperímetros, etc.; midiéndose de esta forma la corriente que circule por cada uno de los secundarios, la cuál deberá ser reflejo de la corriente primaria según la relación, y midiéndose a su vez la tensión en bornes de cada uno de estos secundarios.

#### **5.13.3.1 Medición con el Equipo CPC - 100**

El procedimiento para el empleo del equipo es igual que para la relación de transformación, incluso con la tarjeta de prueba “Relación TC” se puede obtener los VA de la carga marcando la opción “Medir Carga”. Otra forma de medir los VA es empleando la tarjeta de prueba “Carga TC”.

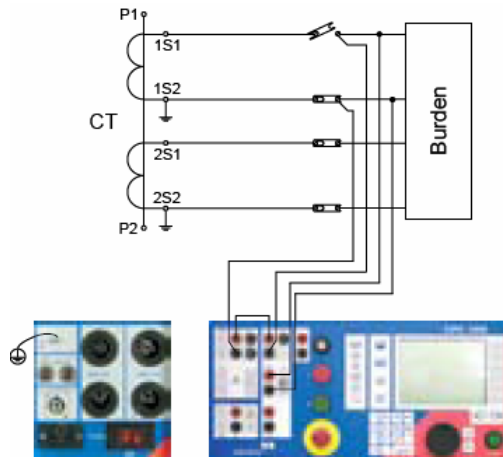


Figura 5.31 Conexión para Medición de los VA (Burden) en un TC.

Corriente de inyección secundaria procedente de la salida **6A AC**

Corriente secundaria nominal

Seleccione la casilla para detener automáticamente la prueba una vez efectuada la medida.

Frecuencia de salida

Corriente de inyección real, medida a través de la entrada **IAC**

Tensión secundaria en la carga, medida en la entrada **V1AC**, y ángulo de fase  $\varphi$  con respecto a Isec

Carga en VA:  $I_{sec\ nom} \times (V_{sec\ real} \times I_{sec\ real})$

Coseno del ángulo de fase  $\varphi$

Seleccione la casilla para introducir tensión secundaria en vez de medida

Carga_TC 1	Excitación	TC 1	Relación_TC	3	Inserir tarjeta
I sec.	5 000 A				Borrar tarjeta
I pru.	5 000 A				Renom tarjeta
f	50.00 Hz	<input checked="" type="checkbox"/> Auto			Borrar result
I sec.	5 0010 A			<input type="checkbox"/> Ent manual	Guardar por defecto
V sec.	1 7340 V	30.15 °			
Carga	8 6683 VA	cos $\varphi$	0 865		
Evaluada	n/a				

Figura 5.32 Pantalla del CPC -100 con Tarjeta de Prueba “Carga TC”.

### 5.13.3.2 Criterio de Aceptación

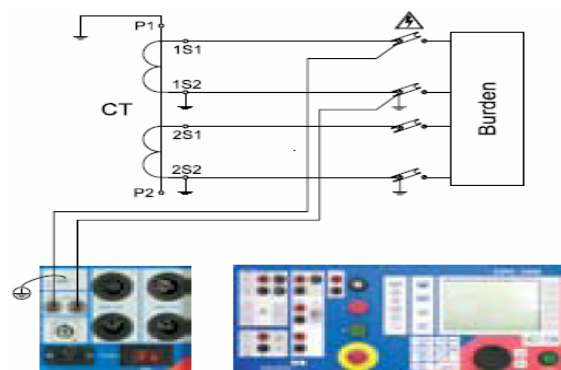
El valor resultante del producto de la tensión y corriente medida, deberá ser menor o igual, al valor de VA suministrado en placa de cada secundario de acuerdo a lo estipulado por la norma IEEE C37 110 1996.

### 5.13.4 Medición de la Curva de Excitación

La medición de la curva de excitación tiene como objetivo verificar el punto de saturación de los devanados de TCs.

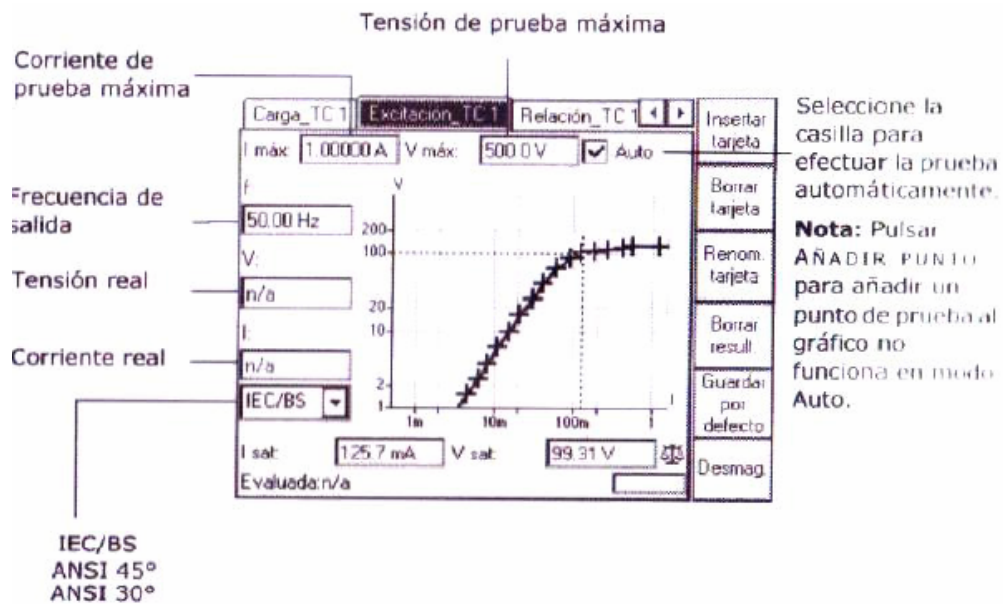
#### 5.13.4.1 Medición con el Equipo CPC – 100

Para realizar la medición con el equipo de medición CPC – 100 se usa la tarjeta de prueba “Excitación TC”. En la prueba no se requiere otro cableado que dos conductores entre la salida de tensión y el cableado secundario abierto del TC. Tras introducir los límites de corriente y tensión y pulsar el botón start, la tarjeta de prueba registra automáticamente la curva de magnetización del TC según las normas IEC, ANSI 45° o ANSI 30°, y se calcula automáticamente el punto de saturación. Después de la prueba tiene lugar un proceso automático de desmagnetización. En la prueba se inyecta una tensión de 2 KV.



**Figura 5.32 Conexión para Medir Curva de Magnetización en un TC.**

En la siguiente figura se identifica la pantalla del CPC – 100 donde se muestran los resultados de prueba en forma de curva interpolada con marcadores de punto de prueba.



**Figura 5.33 Pantalla del CPC – 100 para Curva de Excitación en un TC.**

Para la norma IEC 60044 – 1, el punto de inflexión se define como el punto de la curva en el que un incremento de tensión del 40% provoca un aumento de corriente del 50%. Y según la norma IEEE C57.13, el punto de inflexión es el punto que, con una doble representación logarítmica, la tangente a la curva forma un ángulo de 45° grados.

#### 5.13.4.2 Criterio de Aceptación

Se debe comparar la grafica de la curva de excitación con la suministrada por el fabricante.

## **5.14 Procedimientos para la utilización de los equipos Vanguard y Omicrón en Transformadores de Potencial.**

### **5.14.1 Objetivo**

El objetivo de los procedimientos es describir todos los aspectos necesarios para aplicación de los equipos de medición de la marca Vanguard y Omicrón en la realización de las pruebas eléctricas de aceptación y mantenimiento en Transformadores de Potencial, garantizando la efectividad de las pruebas y las condiciones apropiadas para la operación del equipo.

### **5.14.2 Materiales y Herramientas**

- Equipo Multifuncional de Pruebas CPC – 100.
- Equipo Amplificador CP – TD1.
- Verificador de Ausencia de Tensión.
- Medidor de Temperatura y Humedad.
- Pértigas.
- Escaleras (fabricadas a base de materiales aislantes).
- Equipos de Puesta a Tierra (cables auxiliares para puesta a tierra).
- Herramientas menores (juego de llaves, dados, tenazas, alicates, destornilladores, etc.)
- Extensión Eléctrica.



- Protocolos de Pruebas Eléctricas.

### **5.14.3 Recursos Humanos**

Se necesitara un personal mínimo de seis (5) para ejecutar las pruebas eléctricas en Transformadores de Potencial comprendidas en los siguientes:

- Un (1) Ingeniero Electricista.
- Un (1) Técnico Electricista.
- Un (1) Operador de la S/E.
- Un (2) Auxiliar de Mantenimiento.

### **5.14.4 Medidas de Seguridad**

Todas las pruebas se deben realizar bajo las más estrictas medidas de seguridad tanto para el personal de mantenimiento como de los equipos, para ello se debe seguir las siguientes instrucciones:

1. Trabajar con equipos desenergizados (sin tensión).
2. Delimitar el área de trabajo.
3. Conservar distancia mínima de seguridad a zonas energizadas; de acuerdo a tabla 1.
4. Utilizar equipos de seguridad tales como: cascos dieléctricos, guantes de aislantes con protector de cuero, calzados de seguridad, camisa y pantalón (suministrado por CADAPE).
5. No posee ningún tipo de accesorio que contenga material conductor.

### 5.14.5 Condiciones Generales para Pruebas a Transformadores de Potencial.

- Desenergizar el transformador de corriente (TP).
- Colocar los cables de puesta a tierra como medida de seguridad.

### 5.15 Pruebas Eléctricas a Interruptores de Potencial.

#### 5.15.1 Medición de la Capacitancia y Factor de Potencia

Esta medición consiste en tomar lecturas de capacitancia y factor de potencia de la unidad capacitiva divisora de tensión y del transformador intermedio. No todos los transformadores presentan la misma configuración constructiva, y es por eso que las conexiones para realizar las pruebas de aislamiento, difieren de acuerdo al fabricante y tipo de TPs. A continuación se muestra un modelo dieléctrico Alsthom.

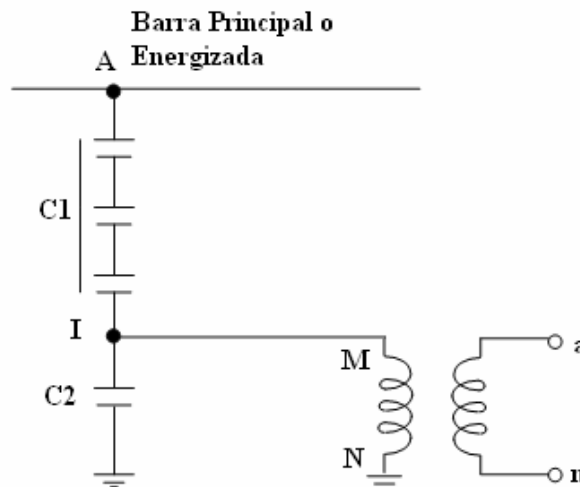


Figura 5.34 Modelo Dieléctrico de un Transformador de Potencial.

### 5.15.1.1 Medición con el Equipo CPC – 100 y CP – TD1

Para la prueba se emplea el equipo CPC – 100 en combinación con el CP – TD1. El manejo de los equipos de medición es el mismo explicado para los transformadores de potencia y de corriente. Se aplica una tensión recomendada de 10 KV, el equipo debe estar desenergizado y fuera de red.

Todos los terminales de los devanados, incluyendo los neutros son conectados juntos. El objeto de poner en cortocircuito cada devanado en sus aisladores terminales es eliminar algún efecto de la inductancia del devanado sobre las mediciones del aislamiento. Los neutros deben ser desconectados de tierra. La siguiente tabla indica los procedimientos para las mediciones que se deben realizar, además de los modos de medida.

**Tabla 5.15 Procedimiento para la Medida de Capacitancia y FP en un TP.**

Tensión Kv	Energizado	Aterrado	Modo de Medida	Medida
10	A	N	GST	C (Equiv)
2	I	N	UST	C1
2	I	N	GSTg - A	C2
2	I	A, N	GST	C1 + C2

### 5.15.1.2 Criterio de Aceptación

El valor de capacitancia medido no debe tener una desviación mayor del 2% con respecto al valor de la capacitancia de diseño indicado en la placa característica, y debe mantenerse constante durante su vida útil, según Normas CADAPE y firma DOBLE. No se dispone del porcentaje de incremento máximo permitido para el

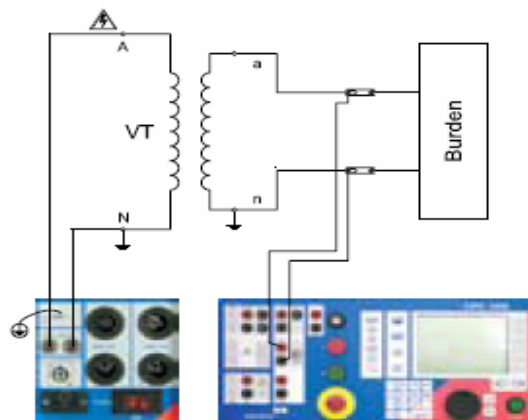
factor de potencia, sin embargo, para todo transformador aislado en aceite el factor de potencia debe estar lo mas cercano a 0.5% para considerarlo en buenas condiciones.

### 5.15.2 Medición de la Relación de Transformación

El objeto de esta prueba es el de verificar la exacta relación de transformación, la cual debe coincidir con los datos de la placa característica. La medición de la relación de transformación de un transformador de potencial es más sencilla que en el caso de los transformadores de corriente, debido que no es necesario cortocircuitar los terminales del secundario, ya que en operación normal estos trabajan con sus terminales en circuito abierto.

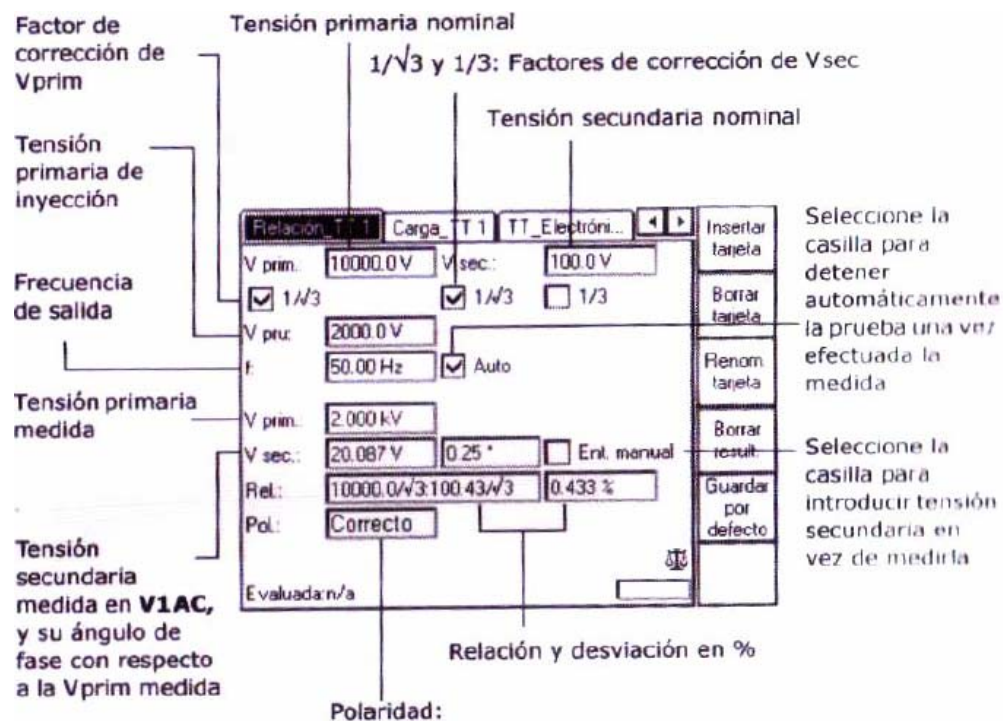
#### 5.15.2.1 Medición con el Equipo CPC – 100

Para la prueba se emplea el equipo CPC – 100, que mide la relación por cada núcleo del secundario del transformador de potencial aplicando la tarjeta de prueba “Relación TT”. El equipo usa la salida de hasta 2 KV y las entradas de 3V o 300V CA.



**Figura 5.35 Conexión del CPC – 100 para la Medición de la Relación.**

Tras introducir los ajustes de la prueba, tensión primaria, la tensión del secundario y la tensión de la prueba la tarjeta registra la amplitud y fase de la tensión en el lado secundario del transformador, calcula la relación, la polaridad y la desviación con respecto a la relación nominal.



**Figura 5.36 Tarjeta de Prueba del CPC – 100 para la Medición de la Relación.**

### 5.15.2.2 Criterio de Aceptación

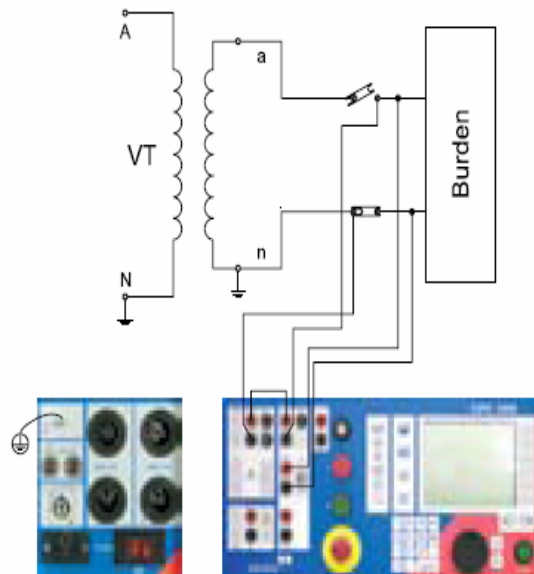
Probar la relación de transformación para cada uno de los núcleos del transformador de tensión. Este valor no debe exceder mayor de un más o menos 0.5% en comparación con el valor indicado en la placa característica.

### 5.15.3 Medición de los VA de la Carga (Burden).

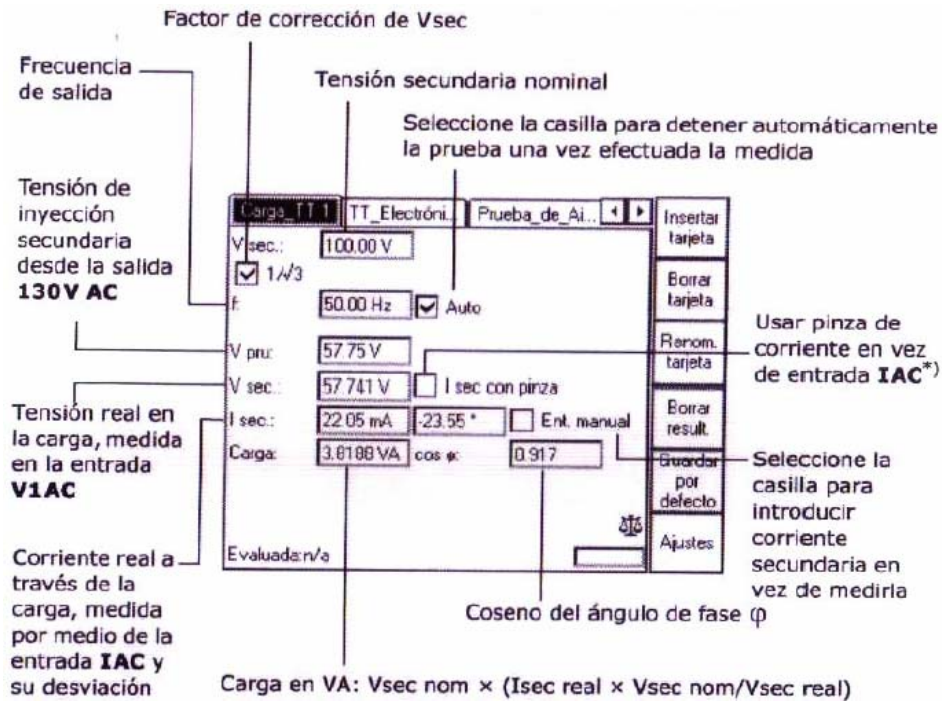
El objetivo de la prueba es conocer el valor de la carga conectada al TPs.

#### 5.15.3.1 Medición con el Equipo CPC – 100

Se usa la tarjeta de prueba “Carga TT” para medir la carga secundaria del transformador de tensión, suministrando una tensión alterna en el secundario del TPs de hasta 130V en la salida AC. Para hacerlo, abra el circuito como se muestra en la figura e inyecte en la carga la tensión alterna desde la salida de 130V AC de la unidad CPC – 100. La entrada I AC mide la corriente que fluye en la carga y la entrada V1 AC la tensión en la carga. Cabe recordar que para la prueba se debe conectar la carga en el lado secundario del TPs.



**Figura 5.37 Conexión del CPC – 100 para la Medición de los VA.**



**Figura 5.38 Tarjeta de Prueba del CPC – 100 para la Medición de los VA.**

Tras introducir la tensión nominal del secundario y la tensión de prueba, y pulsar el botón Start, la tarjeta de prueba mide la carga conectada al secundario con inyección de tensión en el lado del secundario del TPs y la carga conectada al secundario en VA y el factor de potencia ( $\cos \varphi$ ), incluida la corriente del secundario y el ángulo entre tensión y corriente.

### 5.15.3.2 Criterio de Aceptación

El valor obtenido siempre deberá ser menor o igual, al valor de VA suministrado en placa de cada secundario.

## **5.16 Procedimientos para la utilización de los equipos Vanguard y Omicrón en Pararrayos o Descargadores.**

### **5.16.1 Objetivo**

El objetivo de los procedimientos es describir todos los aspectos necesarios para aplicación de los equipos Omicrón en la realización de las pruebas eléctricas de aceptación y mantenimiento en Pararrayos, garantizando la efectividad de las pruebas y las condiciones apropiadas para la operación del equipo.

### **5.16.2 Materiales y Herramientas**

- Equipo Multifuncional de Pruebas CPC – 100.
- Equipo Amplificador CP – TD1.
- Verificador de Ausencia de Tensión.
- Medidor de Temperatura y Humedad.
- Pértigas.
- Escaleras (fabricadas a base de materiales aislantes).
- Equipos de Puesta a Tierra (cables auxiliares para puesta a tierra).
- Herramientas menores (juego de llaves, dados, tenazas, alicates, destornilladores, etc.)
- Extensión Eléctrica.
- Protocolos de Pruebas Eléctricas.



### **5.16.3 Recursos Humanos**

Se necesitara un personal mínimo de seis (3) para ejecutar las pruebas eléctricas en Pararrayos comprendidas en los siguientes:

- Un (1) Técnico Electricista.
- Un (1) Operador de la S/E.
- Un (1) Auxiliar de Mantenimiento.

### **5.16.4 Medidas de Seguridad**

Todas las pruebas se deben realizar bajo las más estrictas medidas de seguridad tanto para el personal de mantenimiento como de los equipos, para ello se debe seguir las siguientes instrucciones:

1. Trabajar con equipos desenergizados (sin tensión).
2. Delimitar el área de trabajo.
3. Conservar distancia mínima de seguridad a zonas energizadas; de acuerdo a tabla 1.
4. Utilizar equipos de seguridad tales como: cascos dieléctricos, guantes de aislantes con protector de cuero, calzados de seguridad, camisa y pantalón (suministrado por CADAFFE).
5. No posee ningún tipo de accesorio que contenga material conductor.

### **5.16.5 Condiciones Generales para Pruebas a Transformadores de Potencial.**

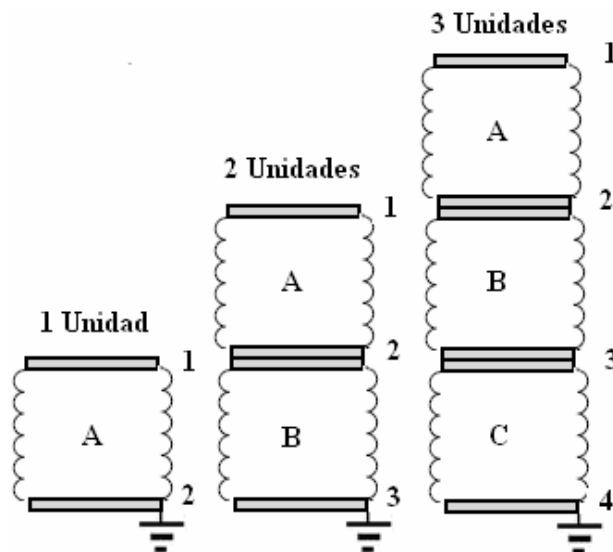
- Desenergizar el Pararrayo.

- Desconectarlo de la red por seguridad.

## 5.17 Pruebas Eléctricas a Pararrayos.

### 5.17.1 Medición de la Capacitancia y Factor de Potencia.

La finalidad de la prueba es detectar fallas dieléctricas que puedan ocasionar daños irreparables en el equipo durante su servicio, siendo dichas fallas ocasionadas principalmente por: contaminación, fisuras de la porcelana, deterioro por operaciones, elementos abiertos o defectos de fabricación. El modelo dieléctrico de los pararrayos varía de acuerdo al número de unidades aisladoras que tenga el mismo. A continuación se muestra los siguientes modelos.



**Figura 5.39. Modelo Dieléctrico para Pararrayos de 1, 2 y 3 Unidades.**

### 5.17.1.1 Medición con el Equipo CPC – 100 y CP – TD1.

Es la única prueba que se puede desarrollar con los equipos de medición Omicrón. Para la evaluación del pararrayo se empleara el CPC – 100 en combinación con el equipo CP – TD1 usando la tarjeta de prueba Tan Delta y aplicando un voltaje recomendado de 10 KV. Se realizaran las medidas de acuerdo al número de unidades del Pararrayo. A continuación se muestra los procedimientos correspondientes para el ensayo.

**Tabla 5.16 Método para Medición del Aislamiento en Pararrayos de 1 Unidad**

Prueba Nro	Energizado	Aterrado	Guardado	Modo de Medida	Medida
1	1	2		GST	CA

**Tabla 5.17 Método para Medición del Aislamiento en Pararrayos de 2 Unidad**

Prueba Nro	Energizado	Aterrado	Guardado	Modo de Medida	Medida
1	1	2		GST	CA
2	2	3	1	GSTg - A	CB
1*	2	3		UST	CA

La última prueba de la tabla es otra forma de obtener el valor de CA del pararrayo de 2 unidades pero aplicando otro modo de medida y otra conexión señalada en la tabla.

**Tabla 5.18 Método para Medición del Aislamiento en Pararrayos de 3  
Unidad**

<b>Prueba Nro</b>	<b>Energizado</b>	<b>Aterrado</b>	<b>Guardado</b>	<b>Modo de Medida</b>	<b>Medida</b>
1	2	3		UST	CA
2	2	3	1	GSTg - A	CB
3	3	4	2	GSTg - A	CC

Todos los valores obtenidos deben registrarse en la planilla correspondiente ubicada en el anexo A.

#### **5.17.1.2 Criterio de Aceptación.**

Según criterios usados por PDVSA los resultados obtenidos en la prueba deben ser comparados con pruebas anteriores u otras pruebas realizadas a pararrayos construidos por el mismo fabricante y cualquiera variación de los valores obtenidos pueden ser por las causas siguientes:

Causas de Capacitancias Mayores que las Normales:

- Contaminación por humedad, y/o lodo ó depósito de polvo en la superficie interna de la porcelana ó en la superficie exterior de las cámaras.
- Corrosión en las cámaras.
- Deposito de sales de aluminio, causados aparentemente por la interacción entre la humedad y productos resultante del efecto corona.
- Fisura en la porcelana.

Causa de Capacitancia Menores que las Normales:

- Resistencia Limitadora
- Elementos de Pre – Ionización.
- Defectos de Fabrica.

En líneas generales los valores no deben variar del 2% del nominal.

**CAPITULO VI:**  
**COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE PRUEBAS**  
**ANTERIORES CON LOS OBTENIDOS MEDIANTE LOS**  
**EQUIPOS DE MEDICIÓN VANGUARD Y OMICRON.**

Anteriormente CADAFE realizaba las pruebas eléctricas a los equipos de alta tensión de la S/E Barbacoa I con equipos de medición marca Megger, Programma, Doble entre otros, posteriormente la empresa adquirió nuevos equipos de medición con el objetivo de seguir obteniendo resultados confiables que le permitan determinar el estado en el cual operan los equipos de potencia.

El capítulo que se describe a continuación es una comparación de algunas pruebas efectuadas anteriormente por los equipos que se empleaban en las labores de mantenimiento con las pruebas que se han obtenido con los nuevos equipos de medición Omicrón y Vanguard. En el capítulo se describen las diferencias en la obtención de las pruebas así como el comportamiento de los equipos en la realización de las mismas.

**6.1 Comparación de Resultados Obtenidos de la Capacitancia y Factor de Potencia al Aislamiento del Autotransformador Nro 2.**

A continuación se muestran tres resultados de medidas de capacitancias y factores de potencias obtenidas del autotransformador nro. 2, de transformación 230/115/13.8 KV, marca “ALSTHOM” de capacidad 100 MVA y grupo de conexión YNd1 instalado en la S/E Barbacoa I.

La figura 6.1 muestra medidas registradas en el año 2002 mediante un mantenimiento programado. La prueba fue realizada con el equipo de medición

marca Doble modelo M4000. Este equipo suministra una inyección de 10 KV en el ensayo y permite registrar valores de corriente (mA), pérdidas de potencia (w), factor de potencia y capacitancia (pF). El equipo posee solo 3 modos de medidas; GST, GSTg y UST por ende para cada medida de capacitancia y factor de potencia las conexiones entre el equipo de medición y el autotransformador se modificaron las conexiones. El equipo emplea un cable de alta tensión para la inyección de voltaje y un cable para la medición de los datos.

Todos los valores adquiridos por el Doble M4000 para ese entonces se consideraron satisfactorios en el ensayo y cumplían con los criterios considerados por la empresa.

Nº PRUEBA	ENERGIZADO	ATERRADO	GUARDADO	MEDIDO	KV PRUEBA	mA	w	Fp	C(pF)
1	A.T - B.T	TERC.		CH + CHT	10	42,310	1,279	0,300	11224,00
2	A.T - B.T		TERC.	CH	10	24,600	1,078	0,440	6504,60
3	TERC.	A.T - B.T		CT - CHT	10	58,240	1,561	0,270	15390,00
4	TERC.		A.T - B.T	CT	10	40,380	1,250	0,310	10671,00

**Figura 6.1 Resultados del Aislamiento del Autotransformador nro. 2 empleando el Doble M4000**

La siguiente figura 6.2 expresa datos registrados en el año 2004, donde el equipo usado para la medición fue el Doble modelo M2H. Al igual que el M4000 con el M2H también es posible suministrar una tensión de prueba de 10 KV utilizando un conductor para alta tensión y un conductor para la medición de los datos. Posee tres modos de medidas (GST, GSTg y UST) y permite adquirir valores de capacitancia, factor de potencia, pérdidas (w) y corriente (mA).

Las medidas tomadas en las medición fueron consideradas correctas y semejantes a pruebas desarrolladas anteriormente lo cual corroboraron el buen estado del aislamiento interno del autotransformador nro 2.

IP PRUEBA	EIERGIZADO	ATERRADO	GUARDADO	MEDIDO	KV PRUEBA	mA	w	Fp	C(pF)
1	A.T - B.T	TERC.		CH + CHT	10	42,160	1,001	0,240	11186,00
2	A.T - B.T		TERC.	CH	10	24,430	0,7135	0,290	6474,50
3	TERC.	A.T - B.T		CT - CHT	10	57,990	1,639	0,280	15386,00
4	TERC.		A.T - B.T	CT	10	40,220	1,329	0,330	10671,00

**Figura 6.2 Resultados del Aislamiento del Autotransformador nro. 2 empleando el Doble M2H**

La figura 6.3 es un informe creado automáticamente por el software interno y modificado por la herramienta Omicrón Excel File Loader del equipo CPC – 100. Los datos obtenidos corresponden al ensayo realizado en el año 2009 durante el mantenimiento correspondiente de la unidad transformadora. El CPC - 100, sistema que permite desarrollar múltiples ensayos y posee un peso mucho menor que otros equipos, suministra una tensión de prueba garantizada y medida de 10 KV en la salida del cable de alta tensión el cual posee una longitud más extensa por seguridad comparada con la de otros equipos.

El equipo CPC – 100 en conjunto con la unidad amplificadora CP – TD1 registra valores de tensión de prueba, corriente (mA), capacitancia, factor de potencia medido y corregido a una temperatura determinada por el usuario (20°C en el caso de CADAFE), comprueba el modo de medida y lo expresa en el informe además de la conexión del los cables de tensión, sin embargo a diferencia de los equipos Doble, el CPC no expresa valores de perdidas en vatios (w).

El equipo también posee 2 cables de medida en caso de probar unidades transformadores con mas de dos devanados y varios modo de medidas (GST, GSTg – A, GSTg – B, GSTg – A + B, UST, UST – A, UST – B) lo cual es aprovechado para realizar varias mediciones con una sola conexión entre el equipo de medida y el equipo de potencia permitiendo consumir menos tiempo y trabajo.



Los valores obtenidos por el CPC – 100 en el ensayo fueron comparados con otras mediciones efectuadas y consideradas satisfactorios.

#	Salida HV	Tierra	Guarda UST	V PRU [V]	I PRU [A]	C	DF [%] medido	DF [%] corregido	Medido	Modo	Conexión
1	H	L		9999,00	0,0329	1048E-12	0,3066	0,3066	H+HL	GST	H a HV OUT
2	H		L	10000,00	0,0204	6708E-12	0,4257	0,4257	H	GST gA	L a IN A
3	H		L	9999,00	0,0480	15708E-12	0,2499	0,2499	HL	UST A	
4	#1 - #2										
5	L		H	10018,00	0,0306	10708E-12	0,3257	0,3257	L	GST gA	L a HV OUT H a IN A

**Figura 6.3 Resultados del Aislamiento del Autotransformador II empleando el CPC – 100 y CP – TD1.**

## 6.2 Comparación de Medidas Efectuadas de Corriente de Excitación del Autotransformador Nro 2.

Las medidas de corriente de excitación son valores que se obtienen en conjunto con los parámetros del aislamiento. En esta sección se tomaron para la comparación medidas efectuadas en el autotransformador nro 2 marca “ALSTHOM”.

La figura 6.4 son datos de corriente de excitación recolectados en el año 2002 usando el Doble M4000. La prueba fue realizada luego del mantenimiento correspondiente de la unidad. La medida fue desarrollada en cada uno de los Taps del autotransformador y por fase. Para la prueba se suministraron 10 KV a través del cable de alta tensión y las medidas tomadas en el neutro por el cable de medida. Esta prueba solo se desarrolló en el lado de alta tensión y con el modo de medida UST el cual posee el M4000.

Con respecto a los datos obtenidos se consideraron buenos debido a la similitud que muestran los valores de corriente de las fases externas R y T del autotransformador las cuales no variaron significativamente y cumplen con las normas establecidas.

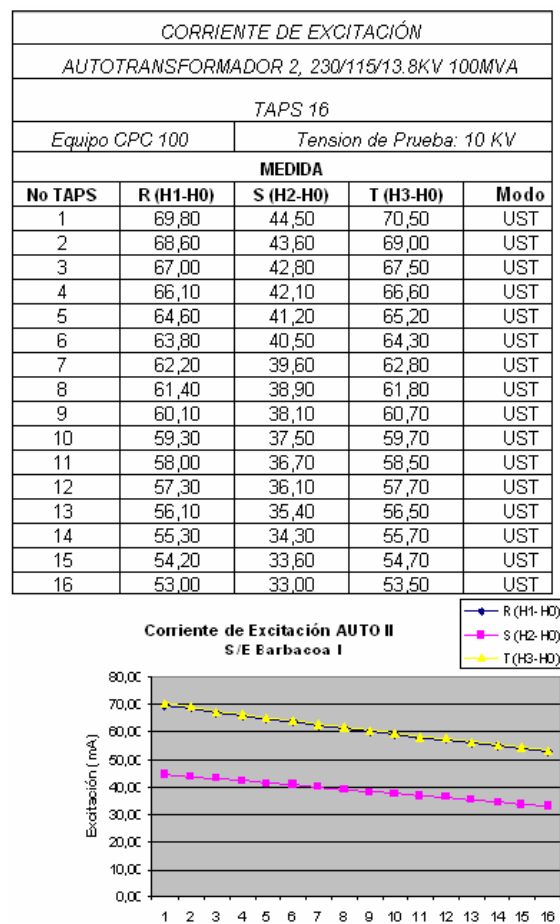
CORRIENTE DE EXCITACION			
S/E Barbacoa I			
Autotransformador nro 2. 230/115/13.8 KV 100M			
Nro TAPS 16	Voltaje de Prueba:10KV		
Equipo: DOBLE M4000	Conexión:Yy0d1		
MEDIDA			
No TAPS	R	S	T
1	15,52	9,18	15,52
2	15,52	9,18	15,52
3	15,52	9,18	15,52
4	15,52	9,18	15,48
5	15,52	9,18	15,48
6	15,52	9,18	15,48
7	15,52	9,22	15,52
8	15,52	9,18	15,52
9	15,52	9,18	15,48
10	15,52	9,18	15,52
11	15,52	9,18	15,52
12	15,52	9,18	15,48
13	15,52	9,18	15,48
14	15,52	9,18	15,48
15	15,52	9,18	15,52
16	15,48	9,15	14,48

**Figura 6.4 Resultados de la Corriente del Excitación del Autotransformador nro 2 empleando el Doble M4000**

Los valores de corriente de excitación mostrados en la figura 6.5 fueron obtenidos con el equipo CPC – 100 en combinación con el CP – TD1. El equipo tiene el mismo principio que su antecesor en la empresa el M4000 para este tipo de pruebas. Emplea 10 Kv de tensión para el ensayo garantiza y medida, y a través del modo de medida UST adquiere los datos de corriente de excitación para cada uno de los taps del autotransformador nro 2 de la S/E Barbacoa I.

El equipo elabora un informe de la medición donde señala la conexión de los cables de alta tensión y medida, el modo de medida e incluye una grafica de la misma, sin embargo en este caso solo se tomaron los valores del panel frontal del equipo y la grafica fue construida por la herramienta del equipo CPC - 100.

En cuanto a los datos recolectados se muestra una diferencia producto de los fenómenos de magnetización sin embargo cumplen con las normas establecidas y consideradas por CADAFE, la cual expresa que para corrientes mayores de 50 mA las fases externas no deben variar en un 10% para se consideras satisfactorias.



**Figura 6.5 Resultados de la Corriente del Excitación del Autotransformador Nro 2 empleando el CPC – 100.**

### 6.3 Comparación de Resultados Obtenidos de Relación de Transformación del Autotransformador Nro 2.

Para comparaciones de la medición de relación de transformación se escogieron pruebas efectuadas igualmente del autotransformador nro 2 de 100 MVA. La figura 6.6 expresa mediciones de relación efectuadas en el año 2001 utilizando el equipo TTR marca Megger modelo 550005.

Este equipo permitía desarrollar la prueba de relación en forma monofásica, es decir se tuvo que realizar la medición para cada fase y en cada taps de transformación suministrando para el ensayo una tensión de 100 voltios. El personal encargado comparó la medida de relación con la calcula y la desviación no era superior al 0.5%, la prueba fue considera satisfactoria.

Prueba de TTR del AUTOTRANSFORMADOR NRO 2						
Fecha:11/06/2001						
Tap Tensión Nominal: 11				T ( c°) 34,1		
Megger TTR 550005						
MEDIDA				DESVIACION		
CALCULADA	R	S	T	R	S	T
2,2222	2,2163	2,2160	2,2164	-0,27	-0,27978339	-0,26168562
2,1978	2,1904	2,1903	2,1905	-0,34	-0,34241885	-0,33325725
2,1739	2,1646	2,1648	2,1648	-0,43	-0,42036216	-0,42036216
2,1505	2,1438	2,1438	2,1438	-0,31	-0,31252915	-0,31252915
2,1277	2,1195	2,1195	2,1195	-0,39	-0,3868837	-0,3868837
2,1053	2,0999	2,0997	2,1000	-0,26	-0,26670477	-0,25238095
2,0833	2,0765	2,0764	2,0767	-0,33	-0,33230591	-0,31781191
2,0619	2,0570	2,0569	2,0572	-0,24	-0,24308425	-0,22846588
2,0408	2,0344	2,0345	2,0345	-0,31	-0,30965839	-0,30965839
2,0202	2,0162	2,0162	2,0163	-0,20	-0,19839302	-0,1934236
2,0000	1,9944	1,9943	1,9945	-0,28	-0,28581457	-0,27575834
1,9802	1,9768	1,9767	1,9771	-0,17	-0,17706278	-0,15679531
1,9608	1,9558	1,9559	1,9561	-0,26	-0,25052406	-0,24027401
1,9417	1,9393	1,9390	1,9395	-0,12	-0,13924703	-0,1134313
1,9231	1,9187	1,9187	1,9189	-0,23	-0,22932194	-0,2188754
1,9048	1,8992	1,8992	1,8994	-0,29	-0,29486099	-0,28430031

**Figura 6.6 Resultados de Relación de Transformación del Autotransformador Nro 2 empleando el Megger TTR 550005.**

Los valores de medida de relación de transformación mostrados en la figura 6.7 fueron obtenidos a principios del año 2009 en el mantenimiento de la unidad autotransformadora. Sin duda el equipo Vanguard ATRT – 03 ofrece muchas ventajas comparado con su antecesor en la empresa. Este equipo permite obtener valores de relación de transformación trifásicos utilizando solo dos salidas trifásicas (una de tensión y una de medida) que van directamente a los devanados de alta y baja tensión reduciendo el tiempo de la prueba. El equipo con los valores de tensión de los taps introducidos en un plan de prueba calcula la relación teórica y posteriormente a la prueba la desviación automáticamente permitiéndole señalar algún problema sobre el equipo de transformación.

El equipo también tiene la función de imprimir los valores de medida obtenidos a través de una impresora incorporada.

Con respecto a los datos recolectados por el equipo ATRT – 03 fueron considerados aceptables ya que los mismos no tuvieron una desviación mayor al 0.5%.

MEDICIÓN DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN AUTOTRANSFORMADOR NRO 2							
VANGUARD ATRT - 03				VOLTAJE DE PRUEBA 100V			
TAPS	CALCULADA	Rel Teor. Min	Rel Teor. Mâx	Relación Trifásica Medida	Desv. %	Observ.	
1	2,2222	2,2110	2,2333	2,2162	-0,29	ok	
2	2,1978	2,1868	2,2087	2,1904	-0,33	ok	
3	2,1739	2,1630	2,1967	2,1647	-0,44	ok	
4	2,1505	2,1397	2,1623	2,1438	-0,30	ok	
5	2,1277	2,1171	2,1401	2,1195	-0,38	ok	
6	2,1053	2,0947	2,1163	2,0998	-0,27	ok	
7	2,0833	2,0728	2,0932	2,0765	-0,32	ok	
8	2,0619	2,0523	2,0785	2,057	-0,25	ok	
9	2,0408	2,0311	2,0545	2,0345	-0,30	ok	
10	2,0202	2,0104	2,0323	2,0162	-0,22	ok	
11	2,0000	1,9900	2,01	1,9944	-0,21	ok	
12	1,9802	1,9703	1,9934	1,9769	-0,18	ok	
13	1,9608	1,9498	1,9765	1,9558	-0,26	ok	
14	1,9417	1,9287	1,9589	1,9394	-0,12	ok	
15	1,9231	1,9167	1,9343	1,9188	-0,25	ok	
16	1,9048	1,8907	1,9201	1,8993	-0,29	ok	

**Figura 6.7 Resultados de Relación de Transformación del Autotransformador Nro 2 empleando el Vanguard ATRT – 03/S2.**

#### 6.4 Comparación de Resultados Obtenidos de los Tiempos de Operación del Interruptor H 280.

Las pruebas que se comparan en esta sección fueron realizadas al equipo H – 280, Interruptor de Potencia marca “ABB”, de tensión y corriente nominal 115/145KV, 2000 amperes y corriente de cortocircuito 31.5 KA, mando neumático, configuración tipo “I”, aislado en SF6, ubicado en el tramo de transformación perteneciente al lado de bajo del Auto nro. 2.

La figura 6.8 fueron resultados de las mediciones de los tiempos de operación efectuadas en el año 2008 por el Programa TM – 1600, este equipo permite registrar los tiempos de operación de manera simultánea en los tres polos del disyuntor y puede enviar la orden de mando a los relés de apertura y cierre directamente.

El equipo TM – 1600 registra no solo los valores de tiempos sino también la discordancia entre los polos del interruptor. El equipo permite realizar las operaciones de apertura, cierre, cierre – apertura, apertura – cierre y apertura – cierre – apertura.

Con respecto a las mediciones adquiridas por el equipo TM – 1600 fueron consideradas satisfactorias por estar entre los rangos establecidos por los criterios.

<b>IMPULSOGRAFO :</b>		<b>R</b>	<b>S</b>	<b>T</b>	
<b>TIEMPOS :</b>	<b>APERTURA</b>	32	32	33	<b>ms</b>
	<b>CIERRE</b>	80	78	81	<b>ms</b>
<b>TIEMPO DISCORDANCIA DE FASES</b>					
	<b>APERTURA</b>	<b>R-S : 0</b>	<b>R-T : 1</b>	<b>S-T : 2</b>	<b>ms</b>
	<b>CIERRE</b>	<b>R-S : 2</b>	<b>R-T : 1</b>	<b>S-T : 3</b>	<b>ms</b>

**Figura 6.8 Medición de los Tiempos de Operación del Interruptor H – 280 empleando el TM – 1600.**

Los resultados que se muestran en la figura 6.9 pertenecen a un informe impreso por el CT – 6500 usando la impresora incorporada que posee de una prueba de apertura en el disyuntor H – 280. Dichas pruebas se realizaron a finales del año 2009 con el equipo Vanguard el cual permite no solo funciones de apertura y cierre sino también las funciones de C – O, O – C y O – C – O al igual que el TM – 1600. El Vanguard CT – 6500 posee menos canales para la medida pero obtiene mayores registros que el TM – 1600. Suministra valores de tiempo en ms y ciclos, tiempos de rebotes y discordancia entre polos.

Al igual que el TM – 1600, el CT – 6500 permite enviar señales de mando a los relés de apertura y cierre del interruptor, registra datos de la corriente y el voltaje para la prueba. En el caso de los valores de tiempos obtenidos, estos fueron comparados con las pruebas desarrolladas anteriormente y fueron consideradas satisfactorias, ya que los tiempos de apertura y cierre no superaron los criterios exigidos por la empresa

BREAKER TIMING RESULTS - 60 Hz				
SHOT NUMBER: 3				
DATE: 15/11/09		TIME: 07:41:07		
COMPANY: CADAPE				
STATION: BARBACOA I				
CIRCUIT: H280				
MFR:				
MODEL:				
S/N:				
OPERATOR: DSOUZA				
TEST: OPEN				
CONTACT TIME				
CH	TIME	CYCLE	BOUNCE	WIFE
	<MS>		<MS>	<IN>
1	41.05	1.26	0.10	0.00
2	42.05	1.32	0.10	0.00
3	43.05	1.38	0.05	0.00
DELTA TIME <MS>: 2.00				
CT CHANNEL ANALYSIS				
TIME	CYCLE			
<MS>				
0.00	0.00			
TRAVEL ANALYSIS				
STROKE	in	T1		
		0.00		
SPEED	ft/s	0.00		
OVER-TRAVEL	in	0.00		
BOUNCE BACK	in	0.00		
SPEED ANALYSIS:				
POINT 1	= 1.00 in			
POINT 2	= 5.00 in			
U1 NOMINAL VOLTAGE	=	1	VOLTS	
U1 MINIMUM VOLTAGE	=	0	VOLTS	
INITIATOR CURRENT	=	4.8	AMPS	
SHOT LENGTH:	1 SECOND			
INSERTION RESISTOR:	NO			
TRIGGER:	INTERNAL			

**Figura 6.9 Medición de los Tiempos de Operación del Interruptor H – 280 empleando el Vanguard CT – 6500.**

### 6.5 Comparación de Resultados Obtenidos de la Resistencia del Contacto del Interruptor H 280.

Los resultados de la medida de la resistencia de contacto que se muestra en la figura 6.10 fueron obtenidas en el 2008 por el equipo Programma MOM 400 el cual puede suministrar una corriente de prueba hasta de 100 amperes. El equipo posee una unidad para medición de tensión y otro para la inyección de la corriente.

Los datos registrados fueron comparados por otras pruebas y consultados a criterios resultando favorables.

<b>RESISTENCIA DE CONTACTOS(fases):</b>			
Inyección : 100 Amp		Esc : 2 miliohm	
R	S	T	
28,00	39,00	37,00	microhomio

**Figura 6.10 Medición de la Resistencia de Contacto del Interruptor H – 280 empleando el Programma MOM400**

La figura 6.11 representa valores de resistencia medidos al mismo disyuntor un año mas tarde. Sin embargo estas se desarrollaron con el equipo ATO – 400 de la marca Vanguard, equipo capaz de inyectar hasta 400 amperes. La prueba se desarrollo con una corriente de 100 amperes. El equipo posee unidades de medición de tensión y otra de inyección de corriente aisladas par evitar algún tipo de problema.

Con respecto a los valores tomados por el equipo se compararon con otras mediciones y con los criterios y fueron considerados como satisfactorios.



Resistencia de Contacto ( H - 280 )		
S/E Barbacoa I		
Equipo: ATO - 400		
Tensión de Prueba: 100V		
FASE R	FASE S	FASE T
46	68	51
COMENTARIO: valores satisfactorios. Valores en el rango de microhomios.		

**Figura 6.11 Medición de la Resistencia de Contacto del Interruptor H – 280 empleando el ATO 400.**

Las pruebas eléctricas comparadas están referidas al aislamiento (capacitancias y factor de potencia, además de la corriente de excitación) y a la relación de transformación obtenidos del Autotransformador nro 2, así como los tiempos de operación y resistencia de contacto registradas del disyuntor H – 280.

Dichas pruebas fueron realizadas en distintas fechas con los equipos de medida M4000 y M2H de la empresa fabricante Doble, TTR marca Megger, TM – 1600 y el MOM 400 de la marca Programma y con los equipos nuevos CPC – 100 y CP – TD1 de la empresa Omicrón y CT – 6500, ATRT – 03 y ATO - 400 Vanguard.

En general los equipos de medida no muestran diferencias en la obtención de los parámetros medidos en las pruebas comparadas, permiten suministrar valores de voltajes de prueba necesarios para desarrollarlas y poseen aplicaciones y accesorios similares (conductores para alta tensión, para medidas, conductores de puesta a tierra, etc.), sin embargo a diferencia de los existentes los nuevos equipos garantizan los valores de prueba suministrados (corriente y voltaje), puesto que son medidos en las salidas del equipo ofreciendo así mayor confiabilidad en la adquisición de los resultados.

Solo los equipos TTR Megger y ATRT – 03 expresan diferencias en la adquisición de sus resultados, esto se debe a que el TTR Megger realiza las mediciones monofásicas lo cual implica consumir mayor tiempo en el desarrollo de la prueba y distintas conexiones en los bornes del transformador o autotransformador. Por su parte el ATRT – 03 determina los valores trifásicos de relación de transformación ahorrando con una sola conexión entre el equipo de medida y los bornes del transformador o autotransformador gran cantidad de tiempo.

Luego de las pruebas los nuevos equipos permiten crear un informe automáticamente, guardar los resultados o imprimir de acuerdo a la necesidad del usuario. Con respecto a las medidas de seguridad el personal goza de sus ventajas con respecto a los equipos existentes, tiene conductores más extensos lo cual permite efectuar la prueba a mayor distancia o informar sobre algunas fallas durante la prueba entre otras.

Cabe destacar que no se hicieron comparaciones de pruebas entre otros equipos de alta tensión (seccionadores, descargadores, Tcs o Tps) porque los equipos de medidas efectúan prodecimientos similares en la obtención de los resultados.

## **CAPITULO VII: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **7.1 CONCLUSIONES**

- Las pruebas eléctricas seleccionadas para el desarrollo de la metodología son las aplicadas por la empresa CADAFE y los procedimientos técnicos elaborados así como los criterios de aceptación descritos están sustentados en normas (ANSI, IEEE, NETA e IEC), fabricantes (DOBLE y ABB) y compañías como PDVSA.
  
- El equipo Omicrón CPC – 100 permite realizar medidas de relación de transformación por toma y comprobación de polaridad, resistencia de devanados con y sin cambiador de tomas, corriente y curva de excitación, medidas de VA (Burden) y resistencias de baja denominación como resistencia de contacto.
  
- El equipo de medición Omicrón CPC – 100 en conjunto con el equipo CP – TD1 permite evaluar las condiciones dieléctricas del aislamiento (factor de potencia y capacitancia) de los equipos de transformación, maniobra y medida de la S/E Barbacoa I.
  
- El equipo de medición Vanguard ATRT – 03/S2 permite obtener medidas trifásicas de relación de transformación en los transformadores de potencia y autotransformadores, con lo cual se puede comprobar los valores de tensión establecidos en la placa.

- El equipo de medición CT – 6500/S2 permite registrar los tiempos mecánicos de operación de los interruptores de potencia lo cual es importante conocer para garantizar su correcto funcionamiento ante las distintas fallas que ocurren.
- El Vanguard ATO – 400 es empleado en las medidas de resistencia de pequeño rango, específicamente resistencia de contacto en interruptores y seccionadores de potencia.
- No es posible realizar mediciones de resistencia de aislamiento, índice de polarización e índice de absorción con los equipos de medición Vanguard y Omicrón.
- Los resultados de las pruebas comparadas entre los equipos de medidas nuevos y existentes no presentan discrepancias entre sus valores y están dentro del rango permitido por las normas consultadas.
- Se elaboro un protocolo similar para las pruebas en campo donde se incluyo los criterios de aceptación.

## **7.2 RECOMENDACIONES**

- Debido a que los equipos de alta tensión de la S/E Barbacoa I operan en condiciones exigentes se propone realizar pruebas eléctricas por lo menos una vez cada año, con el fin de verificar el buen estado y las condiciones que garanticen su correcto funcionamiento.

- Para el caso de los equipos de potencia recién instalados se deben realizar las pruebas de aceptación y tomar en consideración las sugerencias descritas por los fabricantes para el mantenimiento de los mismos.
- Emplear los protocolos para la realización de las pruebas eléctricas en los equipos de alta tensión.
- Establecer una base de datos empleando el software de los equipos Vanguard y Omicrón para almacenar las pruebas eléctricas efectuadas y futuras con el objetivo de tener una estadística sobre los equipos de alta tensión.
- Se debe desarrollar primero las pruebas de medida de resistencia ya que las mismas son afectadas por la temperatura.
- Tomar nota de los valores de temperatura tanto del equipo como del ambiente, además de la humedad relativa en el desarrollo de las pruebas eléctricas

## BIBLIOGRAFIA CITADA

1. CADAFE, “**Operación de las Subestaciones de Transmisión de CADAFE**”, Venezuela. (1987).
2. IEEE Std 62, “**Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus - Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors**”, Institute of Electrical and Electronics Engineers USA. (1995).
3. Normas NETA, “**Acceptance Testing Specifications for Electric Power Distribution Equipment and Systems**”, International Electrical Testing Association USA. (1999).
4. Normas IEC 60076 – 1, en “**Power Transformer**”, Edición 2.1, Commission Electrotechnique Internationale (1999).
5. Domínguez, Luís, en “**Evacuación de aumento de capacidad de transformación de la subestación 230/115 KV Tigre I de CADAFE**”, Instituto Universitario Politécnico Santiago Mariño, Barcelona, Venezuela. (2002).
6. Salmeron, Manuel, en “**Técnicas de Pruebas DOBLE; Mini – Seminario**”, Puerto La Cruz, Venezuela. (2003).
7. Parra, Hernán, en “**Pararrayos o Descargadores**”, Barcelona, Venezuela (2003).
8. Tirado T, Izumi J, en “**Realización de las pruebas de aceptación a los equipos de alta tensión en la subestación El Furrial**”, Universidad Simón Bolívar, Sernejas, Venezuela. (2006).

9. Lozada T, José F, en **“Normalización de pruebas y ensayos para equipos y elementos del sistemas eléctrico de la refinería Puerto La Cruz”**, Universidad de Oriente, Barcelona, Venezuela. (2008).
  
10. Alfonzo, Rito, en **“Montaje de los autotransformadores Nro 1 y Nro 2 de 230/115/13.8 KV y 200 MVA en la subestación Cumana II (CADAFE), Estado Sucre”**, Instituto Universitario Politécnico Santiago Mariño, Barcelona, Venezuela. (2009).
  
11. Siemens S.A., **“Pruebas de Diagnóstico Especializadas”**, Colombia. (2009)
  
12. Rausseo, Juan C. **“Medición de Relación de Transformación en Transformadores y Autotransformadores Trifásico”**, CADAFE, Puerto La Cruz, Venezuela. (2009).
  
13. Brito, Víctor, en **“Elaboración de los protocolos de montaje, instalación y pruebas de aceptación para los autotransformadores de potencia de 200MVA de la subestación Sucre GIS 230/115 KV”**, Universidad de Oriente, Barcelona, Venezuela. (2009).

## BIBLIOGRAFIA ADICIONAL

- Soto, Lauro. En **“Subestación Eléctrica Partes Principales”**,  
<http://www.mitecnologico.com/Main/SubestacionElectricaPartesPrincipales>.
- MANELPO. **“Mantenimiento Eléctrico de Potencia”**  
<http://www.manelpo.com/pruebas.htm>.
- C.A. Mantenimiento Eléctrico Costel **“Pruebas de Mantenimiento”**  
<http://www.camec.com.ve/trabajo2.htm>.
- ZENSOL. **“Pruebas de Interruptores”**  
<http://www.zensol.com/VE/compartir-pruebas-tiempo1.htm>.
- SYSE. **“Suministro y Servicios Electromecánicos S.A. de C.V.”**  
<http://www.syse.com.mx/interruptores.shtml>.
- OMICRON **“Pruebas en Transformadores de Potencia”**  
<http://www.omicron.at/es/products/app/power-transformer/>.
- SYSE. **“Suministro y Servicios Electromecánicos S.A. de C.V.”**  
[http://www.syse.com.mx/distribucion\\_transformadores.shtml](http://www.syse.com.mx/distribucion_transformadores.shtml).



## **ANEXOS**

ANEXO A

**Protocolos para Pruebas Eléctricas a los Equipos de Alta Tensión de la S/E  
Barbacoa I.**

			<b>PRUEBAS ELECTRICAS A TRANSFORMADORES DE POTENCIA O AUTOTRANSFORMADORES</b>		
<b>DATOS GENERALES DEL EQUIPO</b>					
Unidad:		Volt. Primario:		Volt. Secundario:	
Amp. Primario:		Amp. Secundario:		Potencia (MVA):	
Temperatura del Aceite:		Temperatura Ambiente:		Grupo Vectorial:	
<b>PRUEBAS DE CAPACITANCIA Y FACTOR DE POTENCIA AL AISLAMIENTO</b>					
<b>Capacitancia y Factor de Potencia de Aislamiento Devanado – Devanado y Devanado – Masa</b>					
Equipo de Medición:			Volt. De Prueba:		Fecha:
Nro de Prueba	Modo de Medición	Corriente Medida	Capacitancia Medida	%F.P. Medido	%F.P. Corregido a 20°C
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					

12													
Observaciones:													
Realizado por:							Responsable:						
<b>Capacitancia y Factor de Potencia de los Bushings con Toma de Prueba</b>													
Equipo de Medición:					Volt. De Prueba:					Fecha:			
<b>Dev.</b>	<b>Capacitancia C1</b>				<b>Capacitancia C1//C2</b>				<b>Capacitancia C2</b>				
	Amp.	Cap.	FP2 0°	Modo Medida	Amp	Cap.	FP 20°	Modo Medida	Amp	Cap.	FP 0°	Modo Medida	
<b>H1</b>													
<b>H2</b>													
<b>H3</b>													
<b>X1</b>													
<b>X2</b>													
<b>X3</b>													
Observaciones:													
Realizado por:							Responsable:						
<b>Criterio de Aceptación</b>													
<b>Factor de Potencia del Aislamiento</b>		Bueno: < 0.5%	Deteriorado: >0.5% pero 0.7%<		Investigar:>0.7 % pero 1.0%<		Peligroso: >1.0%						
<b>Capacitancia del Aislamiento:</b> No debe tener un incremento entre el 2% y 5% de las capacitancias medidas en pruebas anteriores.													

<b>MEDIDA DE LA CORRIENTE DE EXCITACIÓN</b>				
Equipo de Medición:		Volt. De Prueba:		Fecha:
<b>Posición del TAP</b>	<b>Modo de Medida</b>	<b>Fase ( ); H1 (mA)</b>	<b>Fase ( ); H2 (mA)</b>	<b>Fase ( ); H3 (mA)</b>
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				

Observaciones:								
Realizado por:					Responsable:			
<b>Criterio de Aceptación</b>								
Si la corriente de excitación es menor a 50 mA, la diferencia entre las dos corrientes mayores no debe ser exceder al 10%; si es mayor a 50 mA la diferencia debe ser menor al 5%.								
<b>MEDIDA DE LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN</b>								
Equipo de Medición:				Volt. De Prueba:			Fecha:	
Nro Taps	Volt. Alta	Volt. Baja	Rel. Teórica Mínima	Rel. Teórica Máxima	Rel. Monofásica Medida			Relación Trifásica Medida
					Fase R ( )	Fase S ( )	Fase T ( )	
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								
11								

<b>12</b>							
<p>Para calcular la relación teórica mínima y máxima de transformación del transformador se emplea la siguiente ecuación.</p> $0.995 \times RT_{TEORICA} \leq RT_{MEDIDA} \leq 1.005 \times RT_{TEORICA}$							
<p>Para calcular teóricamente la relación de transformación del transformador se debe tomar en cuenta el grupo de conexión y emplear de acuerdo a ello, las siguientes ecuaciones.</p>							
<b>Config. Ynyn y Dd</b>		<b>Configuración Dyn</b>			<b>Configuración Ynd</b>		
$r = \frac{Valta_{LL}}{Vbaja_{LL}}$		$r = \frac{\sqrt{3} \times Valta_{LL}}{Vbaja_{LL}}$			$r = \frac{\sqrt{3} \times Valta_{LL}}{3 \times Vbaja_{LL}}$		
Observaciones:							
Realizado por:				Responsable:			
<b>Criterio de Aceptación</b>							
<p>La norma IEEE Std C57.12.01-2005 estipula que el voltaje en una bobina de un transformador, el resto de los voltajes obtenidos en transformadores que poseen tap, estarán correctos dentro de <b>0.5%</b> de variación de los valores de voltaje sin carga expresados en la placa de identificación del transformador.</p>							
<b>MEDIDA DE LA RESISTENCIA ÓHMICA DE LOS DEVANADOS</b>							
Equipo de Medición:			Volt. De Prueba:			Fecha:	
Grupo de Conexión:			Corriente de Prueba:			Temp. Amb:	

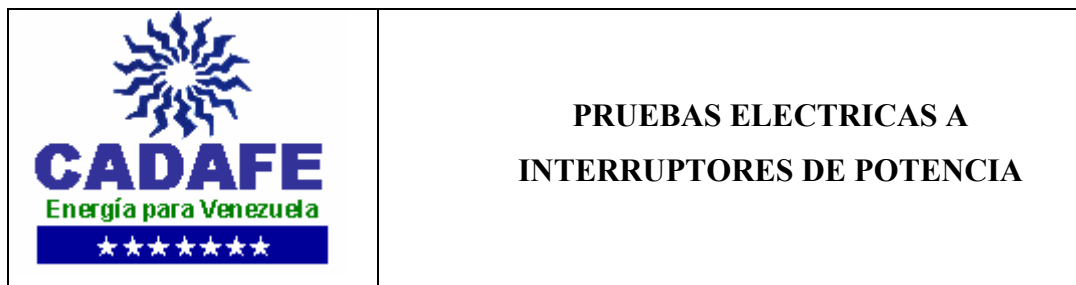
<b>Resistencia de los Devanados de Alta Tensión</b>									
<b>Taps</b>	<b>Conexión:</b>			<b>Conexión:</b>			<b>Conexión:</b>		
	<b>R med</b>	<b>%Desv</b>	<b>%Fluc</b>	<b>R med</b>	<b>%Desv</b>	<b>%Fluc</b>	<b>R med</b>	<b>%Desv</b>	<b>%Fluc</b>
<b>Resistencia de los Devanados de Baja Tensión</b>									
<b>Taps</b>	<b>Conexión:</b>			<b>Conexión:</b>			<b>Conexión:</b>		
	<b>R med</b>	<b>%Desv</b>	<b>%Fluc</b>	<b>R med</b>	<b>%Desv</b>	<b>%Fluc</b>	<b>R med</b>	<b>%Desv</b>	<b>%Fluc</b>
Observaciones:									
Realizado por:					Responsable:				



**Criterio de Aceptación**

Según la IEEE Std C57.12.00-06 los criterios de aceptación para la resistencia óhmica son:

1. La resistencia óhmica de un transformador de doble bobina tendrá una tolerancia del  $\pm 7.5\%$  del valor especificado por el fabricante.
2. La resistencia óhmica de un transformador que tiene tres o más bobinas, o teniendo bobinas en Zig-zag, tendrá una tolerancia del  $\pm 10\%$  del valor especificado por el fabricante.
3. El desbalance entre cada una de ellas, no se exceder los criterios de los apartado A y B.




<b>DATOS GENERALES DEL EQUIPO</b>					
Unidad:		Marca:		Tipo:	
Modelo:		Voltaje:		Corriente:	
Año:		Serial:		Temperatura:	
<b>PRUEBAS DE CAPACITANCIA Y FACTOR DE POTENCIA AL AISLAMIENTO</b>					
Equipo de Medición:			Volt. De Prueba:		Fecha:
<b>Polo</b>	<b>Modo de Medición</b>	<b>Corriente Medida</b>	<b>Capacitancia Medida</b>	<b>%F.P. Medido</b>	<b>%F.P. Corregido a 20°C</b>
Observaciones:					
Realizado por:			Responsable:		
<b>Criterio de Aceptación</b>					
El factor de potencia es aceptable debajo de 1% máximo de variación con respecto a pruebas anteriores y la capacitancia obtenida debe ser comparada con la placa característica del equipo y no debe variar en un 5%.					
<b>MEDICIÓN DE LOS TIEMPOS DE OPERACIÓN</b>					
Equipo de Medición:			Fecha:		
<b>Tiempo de Operación (milisegundos)</b>					
<b>Operación</b>	<b>Polo 1</b>	<b>Polo 2</b>	<b>Polo 3</b>	<b>Rebote</b>	
<b>Tiempo de Apertura</b>					
<b>Tiempo de Cierre</b>					
<b>Cierre – Apertura</b>					

<b>Apertura – Cierre</b>			
<b>Apertura – Cierre - Apertura</b>			
En caso de realizar algunas de las 3 ultimas operaciones indique el retraso entre operaciones: _____			
<b>Simultaneidad de Contactos de los Polos</b>			
<b>Polo 1 menos Polo 2</b>	<b>Polo 2 menos Polo 3</b>	<b>Polo 3 menos Polo 1</b>	
<b>Discrepancia entre el Polo más Lento y el Polo más Rápido: _____</b>			
Observaciones:			
Realizado por:		Responsable:	
<b>Criterio de Aceptación</b>			
<b>Tiempo Máximo (milisegundos)</b>		<b>Tiempo Máximo de Simultaneidad entre Polos (milisegundos)</b>	
<b>Apertura</b>	<b>Cierre</b>	<b>Apertura</b>	<b>Cierre</b>
50	80	2.77	4.16
<b>MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE CONTACTO</b>			
Equipo de Medición:		Corriente de Prueba:	Fecha:
<b>FASE R ( )</b>	<b>FASE S ( )</b>	<b>FASE T ( )</b>	Temp. Ambiente:
			Hum. Relativa:

Observaciones:	
Realizado por:	Responsable:
<b>Criterio de Aceptación</b>	
Los valores óhmicos de la resistencia que se produce en los contactos ubicados en las cámaras de interrupción de los polos no deben ser mayores a los <b>120 <math>\mu\Omega</math></b> .	

---

	<b>PRUEBAS ELECTRICAS A SECCIONADORES DE POTENCIA</b>
---	---

<b>DATOS GENERALES DEL EQUIPO</b>			
Unidad:	Marca:	Tipo:	
Modelo:	Voltaje:	Corriente:	
<b>MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE CONTACTO</b>			
Equipo de Medición:		Corriente de Prueba:	Fecha:
<b>FASE R ( )</b>	<b>FASE S ( )</b>	<b>FASE T ( )</b>	Temp. Ambiente:
			Hum. Relativa:
Observaciones:			
Realizado por:		Responsable:	
<b>Criterio de Aceptación</b>			
Los valores óhmicos de la resistencia de contacto que se produce en los brazos de los polos en la condición de cerrado no deben ser mayores a los <b>120 <math>\mu\Omega</math></b> .			
<b>MEDICIÓN DE LOS TIEMPOS DE OPERACIÓN</b>			
Equipo de Medición:		Fecha:	
<b>Tiempo de Operación del Seccionador (milisegundos)</b>			
<b>Operación</b>	<b>Polo 1</b>	<b>Polo 2</b>	<b>Polo 3</b>
<b>Tiempo de Apertura</b>			
<b>Tiempo de Cierre</b>			
<b>Simultaneidad de Contactos de los Polos</b>			
<b>Polo 1 menos Polo 2</b>	<b>Polo 2 menos Polo 3</b>	<b>Polo 3 menos Polo 1</b>	
<b>Discrepancia entre el Polo más Lento y el Polo más Rápido: _____</b>			
Observaciones:			

Realizado por:	Responsable:
<b>Criterio de Aceptación</b>	
Garantizar la simultaneidad en el cierre o apertura de los polos del seccionador y evitar discrepancias mayores entre los tiempos medidos de cada polo.	

			<b>PRUEBAS ELECTRICAS A TRANSFORMADORES DE CORRIENTE</b>		
<b>DATOS GENERALES DEL EQUIPO</b>					
Unidad:		Marca:		Tipo:	
Modelo:		Voltaje:		Corriente:	
<b>PRUEBAS DE CAPACITANCIA Y FACTOR DE POTENCIA AL AISLAMIENTO DE LOS TCs</b>					
Equipo de Medición:		Volt. De Prueba:		Fecha:	
Nro de Prueba	Modo de Medición	Corriente Medida	Capacitancia Medida	%F.P. Medido	%F.P. Corregido a 20°C
Observaciones:					
Realizado por:			Responsable:		
<b>Criterio de Aceptación</b>					

Se espera que el factor de potencia no sea mayor del 1% para corroborar que el equipo posee un aislamiento bueno o en condiciones para operar. Los valores de capacitancia se deben comparar con los de fábrica y estos no deben tener incrementos significativos a lo largo de su vida útil.

### MEDICIÓN DE LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

Equipo de Medición:		Corriente De Prueba:		Fecha:		
Prueba	Corriente Real Inyectada	Corriente Med. Secundario	Relación	Desv. Medida	Desv. Cál.	Polaridad

Observaciones:

Realizado por:

Responsable:

#### Criterio de Aceptación

$$\%error = \left[ \frac{K_N \cdot I_S - I_P}{I_P} \right] \bullet 100 \quad \text{Ecuación para el cálculo de desv. de}$$

relación.

$K_n$  = Relación Nominal.  $I_s$  = Corriente Secundaria.

$I_p$  = Corriente inyectada al primario

La IEEE 62 1995 expresa que el porcentaje de la relación de transformación obtenida no debe exceder el 0.5% de la nominal del TCs.

### MEDICIÓN DE LOS VA (BURDEN)



Equipo de Medición:		Corriente de Prueba:		Fecha:	
<b>Corriente de Inyección Real</b>	<b>Tensión Medida en el Secundario</b>	<b>VA (Burden)</b>	<b>Medidos</b>	<b>Coseno <math>\phi</math></b>	
Observaciones:					
Realizado por:			Responsable:		
<b>Criterio de Aceptación</b>					
El valor resultante del producto de la tensión y corriente medida, deberá ser menor o igual, al valor de VA suministrado en placa de cada secundario					
<b>MEDICIÓN DE L CURVA DE EXCITACIÓN</b>					
Equipo de Medición:		Norma Empleada:		Fecha:	
<b>Corriente Máxima</b>	<b>Tensión Máxima</b>	<b>Corriente de Saturación</b>	<b>de</b>	<b>Voltaje de Saturación</b>	<b>de</b>
Observación:					
Realizado por:			Responsable:		
<b>Criterio de Aceptación</b>					


Para la norma IEC 60044 – 1, el punto de inflexión se define como el punto de la curva en el que un incremento de tensión del 40% provoca un aumento de



**PRUEBAS ELECTRICAS A  
TRANSFORMADORES DE POTENCIAL**

<b>DATOS GENERALES DEL EQUIPO</b>					
Unidad:		Marca:		Tipo:	
Modelo:		Voltaje:		Corriente:	
<b>PRUEBAS DE CAPACITANCIA Y FACTOR DE POTENCIA AL AISLAMIENTO DE LOS TPs</b>					
Equipo de Medición:		Volt. De Prueba:		Fecha:	
Nro de Prueba	Modo de Medición	Corriente Medida	Capacitancia Medida	%F.P. Medido	%F.P. Corregido a 20°C
Observaciones:					
Realizado por:			Responsable:		
<b>Criterio de Aceptación</b>					
<p>El valor de capacitancia medido no debe tener una desviación mayor del 2% con respecto al valor de la capacitancia de diseño indicado en la placa característica, y debe mantenerse constante durante su vida útil, según Normas CADAFE y firma DOBLE. El factor de potencia debe estar lo mas cercano a 0.5% para considerarlo en buenas condiciones</p>					
<b>MEDICIÓN DE LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN</b>					

Equipo de Medición:		Voltaje De Prueba:		Fecha:		
Prueba	Voltaje Real Inyectado	Voltaje Med. Secundario	Relación	Desv. Medida	Desv. Cál.	Polaridad
Observaciones:						
Realizado por:			Responsable:			
<b>Criterio de Aceptación</b>						
$\%error = \left[ \frac{K_N \cdot I_S - I_P}{I_P} \right] \cdot 100$ <p>Ecuación para el cálculo de desv. de relación.</p> <p>Kn = Relación Nominal. Is = Corriente Secundaria. Ip = Corriente inyectada al primario</p> <p>Este valor no debe exceder mayor de un más o menos 0.5% en comparación con el valor indicado en la placa característica para los TPs.</p>						
<b>MEDICIÓN DE LOS VA (BURDEN)</b>						
Equipo de Medición:		Voltaje de Prueba:		Fecha:		
Corriente Real Medida en la Carga	Tensión Medida en el Secundario	VA (Burden)	Medidos	Coseno φ		

Observaciones:	
	<p style="text-align: center;"><b>PRUEBAS ELECTRICAS A PARARRAYOS O DESCARGADORES</b></p>
El valor resultante del producto de la tensión y corriente medida, deberá ser menor o igual, al valor de VA suministrado en placa de cada secundario	

<b>DATOS GENERALES DEL EQUIPO</b>					
Unidad:		Marca:		Tipo:	
Modelo:		Voltaje:		Corriente:	
<b>PRUEBAS DE CAPACITANCIA Y FACTOR DE POTENCIA AL AISLAMIENTO</b>					
Equipo de Medición:		Volt. De Prueba:		Fecha:	
Nro de Prueba	Modo de Medición	Corriente Medida	Capacitancia Medida	%F.P. Medido	%F.P. Corregido a 20°C
Observaciones:					
Realizado por:			Responsable:		
<b>Criterio de Aceptación</b>					
El valor de capacitancia medido no debe tener una desviación mayor del 2% con respecto al valor de la capacitancia de diseño indicado en la placa característica. El factor de potencia debe estar lo mas cercano a 0.5% para considerarlo en buenas condiciones, aceptable valores entre 0.5 y 1.					

**ANEXO B. Tabla de factor de Corrección de Temperatura para Normalizar las Medidas de Factor de Potencia.**

TEMPERATURA DE PRUEBA EN °C	FACTOR DE CORRECCIÓN
10	0.80

<b>15</b>	<b>0.90</b>
<b>20</b>	<b>1.00</b>
<b>25</b>	<b>1.12</b>
<b>30</b>	<b>1.25</b>
<b>35</b>	<b>1.40</b>
<b>40</b>	<b>1.55</b>
<b>45</b>	<b>1.75</b>
<b>50</b>	<b>1.95</b>
<b>55</b>	<b>2.18</b>
<b>60</b>	<b>2.42</b>
<b>65</b>	<b>2.70</b>
<b>70</b>	<b>3.00</b>

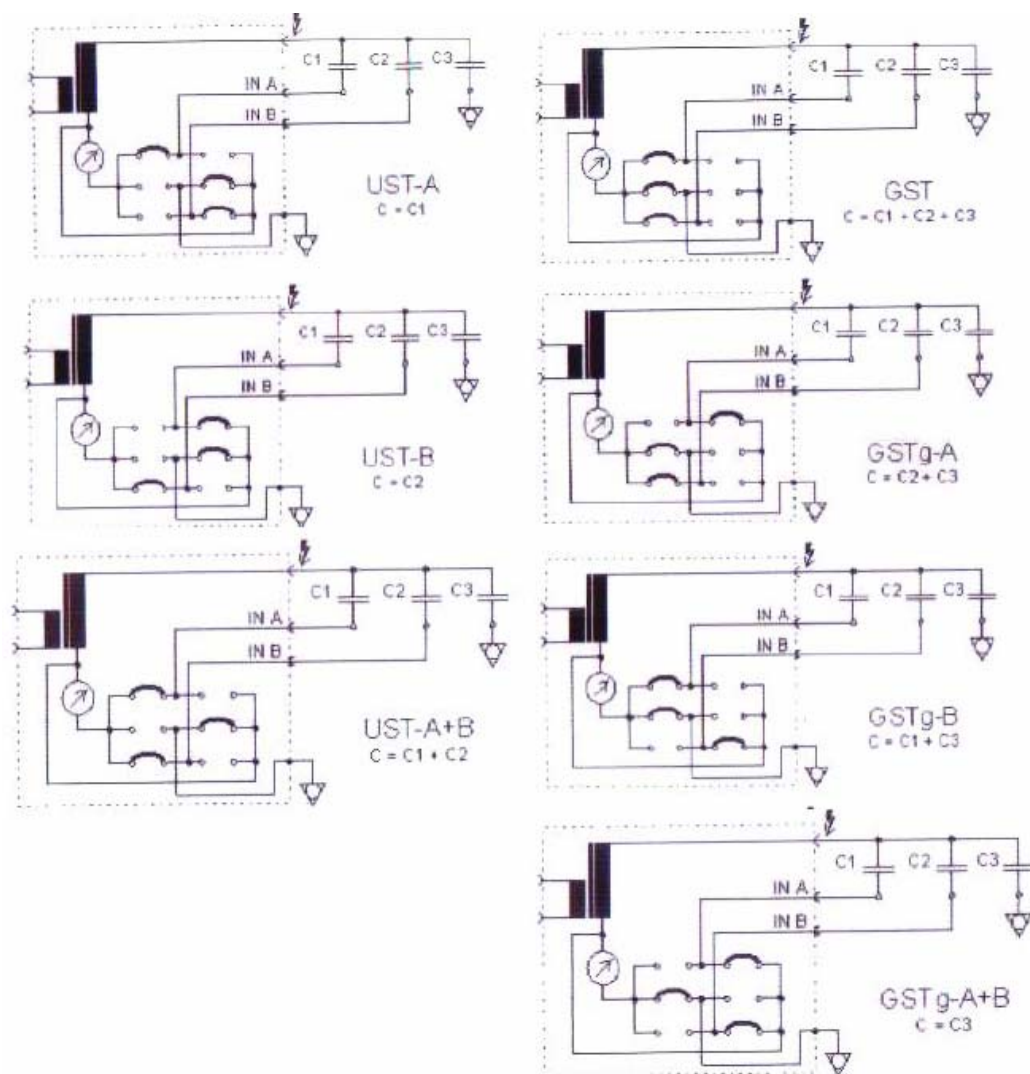
### ANEXO C. Configuraciones Disponibles para Medida de Relación de Transformación por Fase del CPC - 100.

Grupo vectorial IEC 60076	Devanado		Conexión con CPC 100				Ajustes de Relación TP	
	AT/H	BT/X	Salida 2 kV		Entrada V1 AC		Vprim	V sec.
			rojo	negro	rojo	negro		
Dd0			U/H1	V/H2	u/X1	v/X2	<input type="checkbox"/> 1/√3	<input type="checkbox"/> 1/√3
			V/H2	W/H3	v/X2	w/X3		
			W/H3	U/H1	w/X3	u/X1		
Yy0			U/H1	V/H2	u/X1	v/X2	<input type="checkbox"/> 1/√3	<input type="checkbox"/> 1/√3
			V/H2	W/H3	v/X2	w/X3		
			W/H3	U/H1	w/X3	u/X1		
Dz0			U/H1	V/H2	u/X1	v/X2	<input type="checkbox"/> 1/√3	<input type="checkbox"/> 1/√3
			V/H2	W/H3	v/X2	w/X3		
			W/H3	U/H1	w/X3	u/X1		
Dy5			U/H1	V/H2	n/X0	u/X1	<input type="checkbox"/> 1/√3	<input checked="" type="checkbox"/> 1/√3
			V/H2	W/H3	n/X0	v/X2		
			W/H3	U/H1	n/X0	w/X3		
Yd5			U/H1	N/H0	w/X3	u/X1	<input checked="" type="checkbox"/> 1/√3	<input type="checkbox"/> 1/√3
			V/H2	N/H0	u/X1	v/X2		
			W/H3	N/H0	v/X2	w/X3		
Yz5			U/H1	V/H2	n/X0	u/X1	<input type="checkbox"/> 1/√3	<input checked="" type="checkbox"/> 1/√3
			V/H2	W/H3	n/X0	v/X2		
			W/H3	U/H1	n/X0	w/X3		

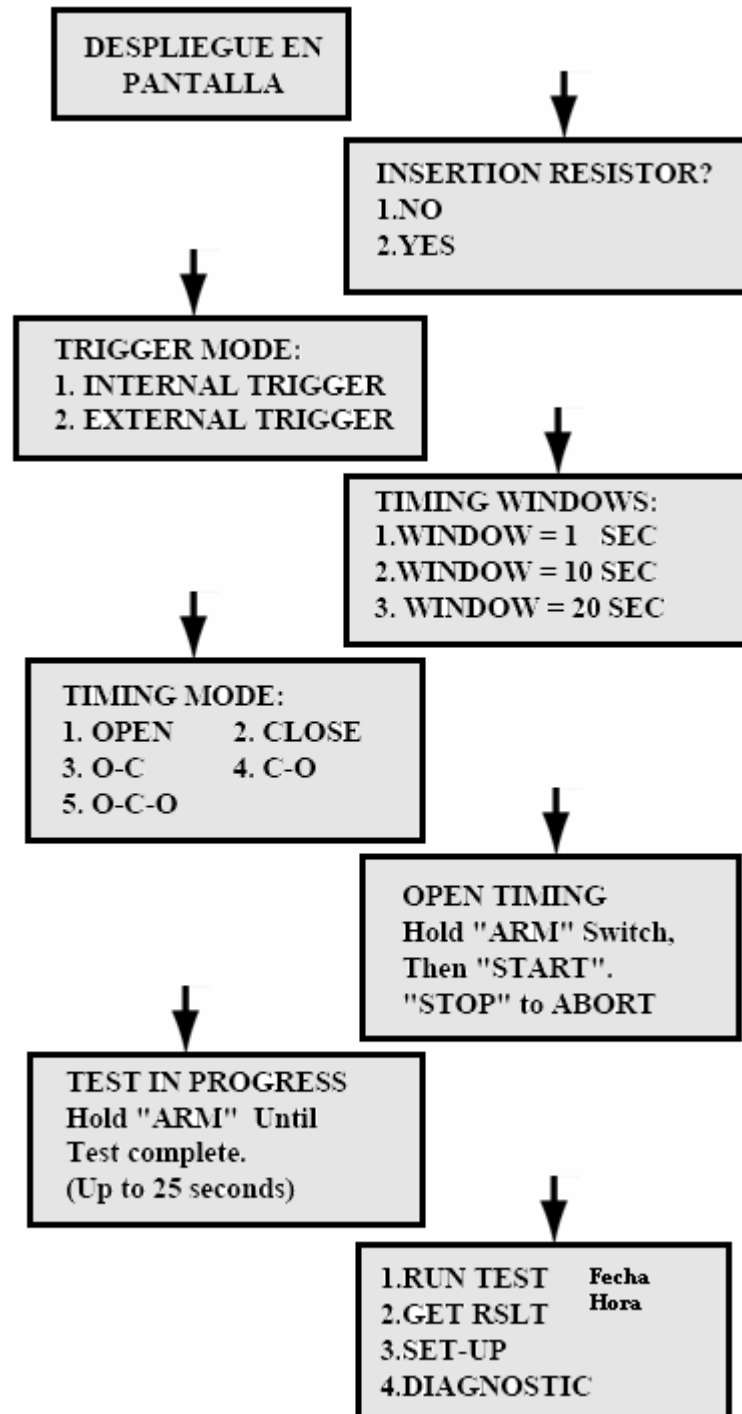
Grupo vectorial IEC 60076	Devanado		Conexión con CPC 100				Ajustes de Relación TP	
	AT/H	BT/X	Salida 2 kV		Entrada V1 AC		Vprim	V sec.
			rojo	negro	rojo	negro		
Dd6			U/H1	V/H2	v/X2	u/X1	<input type="checkbox"/> 1/√3	<input type="checkbox"/> 1/√3
			V/H2	W/H3	w/X3	v/X2		
			W/H3	U/H1	u/X1	w/X3		
Yy6			U/H1	V/H2	v/X2	u/X1	<input type="checkbox"/> 1/√3	<input type="checkbox"/> 1/√3
			V/H2	W/H3	w/X3	v/X2		
			W/H3	U/H1	u/X1	w/X3		
Dz6			U/H1	V/H2	v/X2	u/X1	<input type="checkbox"/> 1/√3	<input type="checkbox"/> 1/√3
			V/H2	W/H3	w/X3	v/X2		
			W/H3	U/H1	u/X1	w/X3		
Dy11			U/H1	V/H2	u/X1	n/X0	<input type="checkbox"/> 1/√3	<input checked="" type="checkbox"/> 1/√3
			V/H2	W/H3	v/X2	n/X0		
			W/H3	U/H1	w/X3	n/X0		
Yd11			U/H1	N/H0	u/X1	w/X3	<input checked="" type="checkbox"/> 1/√3	<input type="checkbox"/> 1/√3
			V/H2	N/H0	v/X2	u/X1		
			W/H3	N/H0	w/X3	v/X2		
Yz11			U/H1	V/H2	u/X1	n/X0	<input type="checkbox"/> 1/√3	<input checked="" type="checkbox"/> 1/√3
			V/H2	W/H3	v/X2	n/X0		
			W/H3	U/H1	w/X3	n/X0		



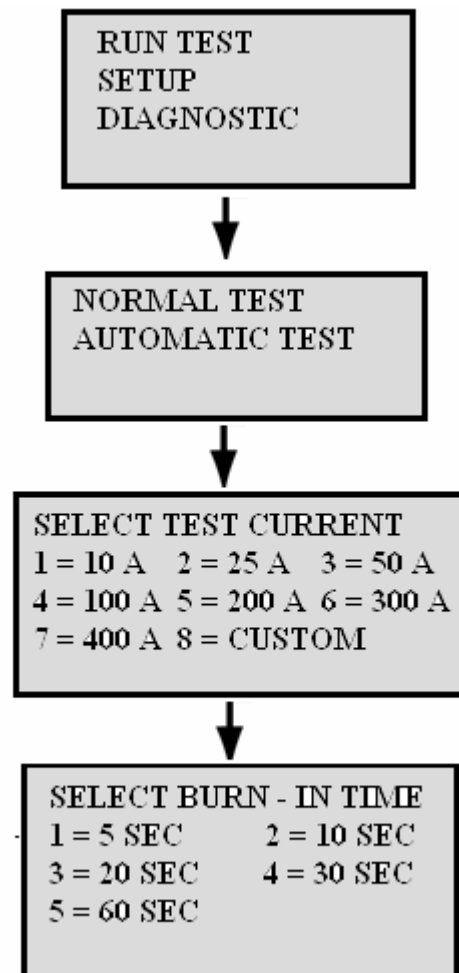
**ANEXO D. Modos de Medida del CPC – 100 en combinación con el CP – TD1 para Medidas de Aislamiento.**



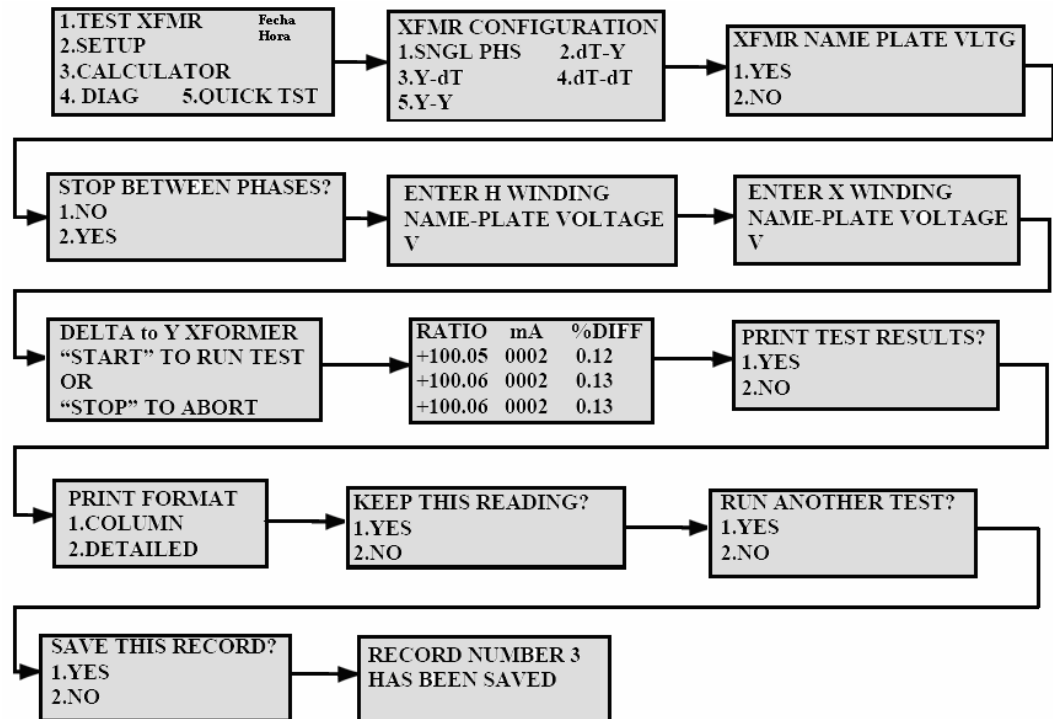
**ANEXO E. Pantallas Desplegadas para la Operación del CT – 6500 en la Medición de los Tiempos de Mecánicas de Interruptor.**



**ANEXO F. Pantallas Desplegadas para la Operación del ATO - 400 en la Medición de la Resistencia de Contacto.**



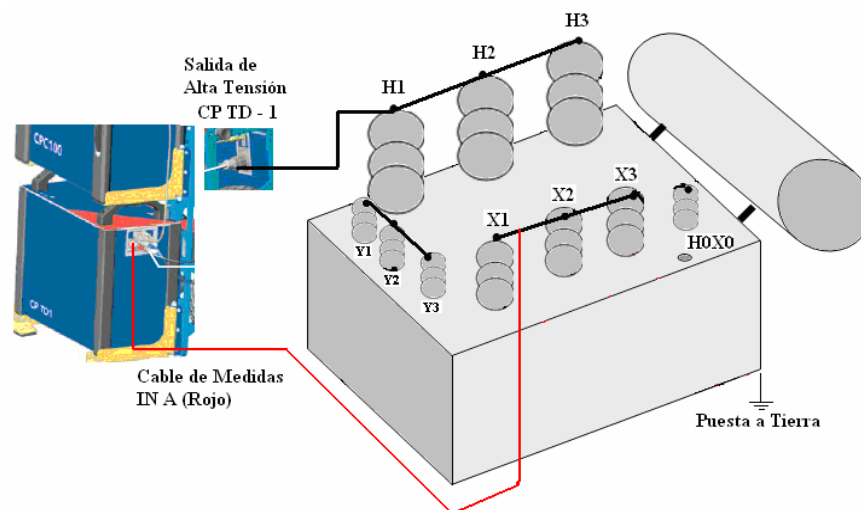
**ANEXO G. Pantallas Desplegadas para la Operación del ATRT – 03/S2 en la Medición de la Relación de Transformación.**



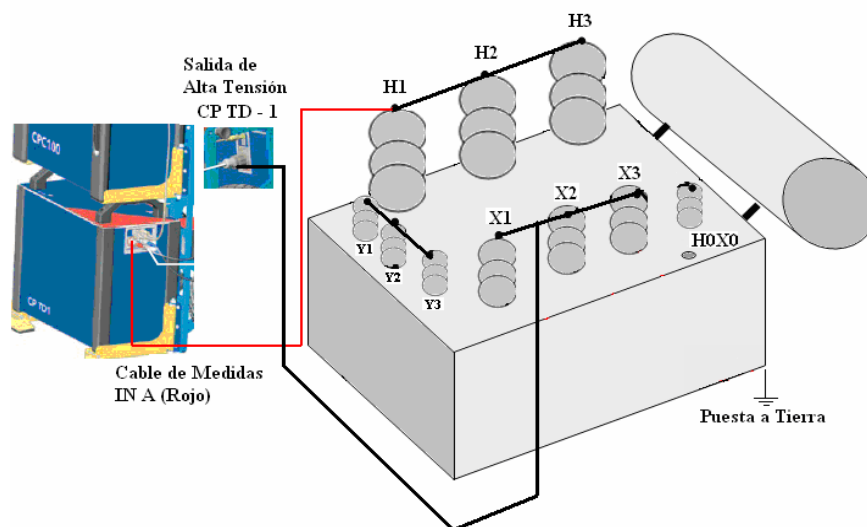
**ANEXO H. Conexiones del CPC – 100 y CP – TD1 para las medidas de los parámetros dieléctricos en Transformadores de Dos Devanados, Tres Devanados y Autotransformadores.**

**Dos Devanados.**

**Alta Energizado, Medida en Baja**

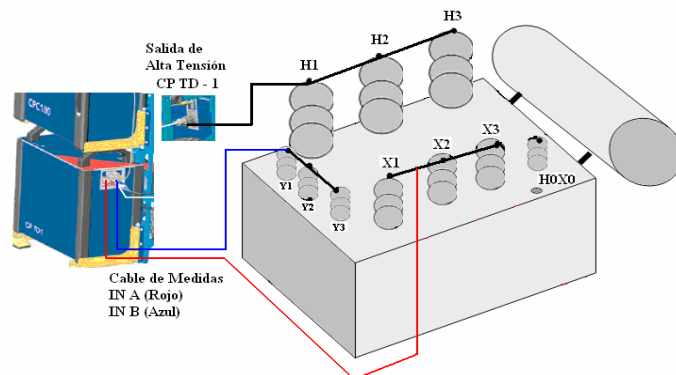


**Baja Energizado, Medida en Alta**

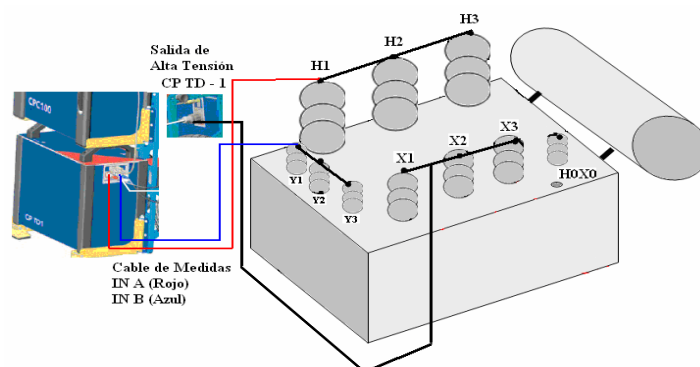


## Tres Devanados

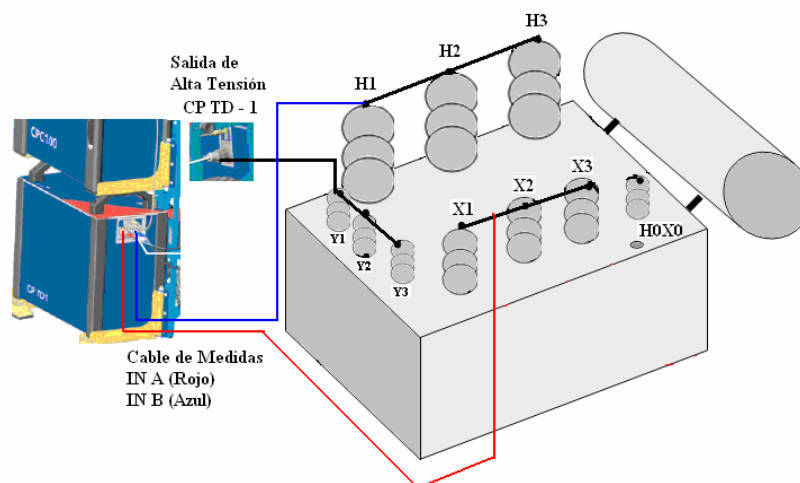
Alta Energizado, IN A en Baja e IN B en el Terciario.



Baja Energizado, IN A en Alta e IN B en el Terciario.

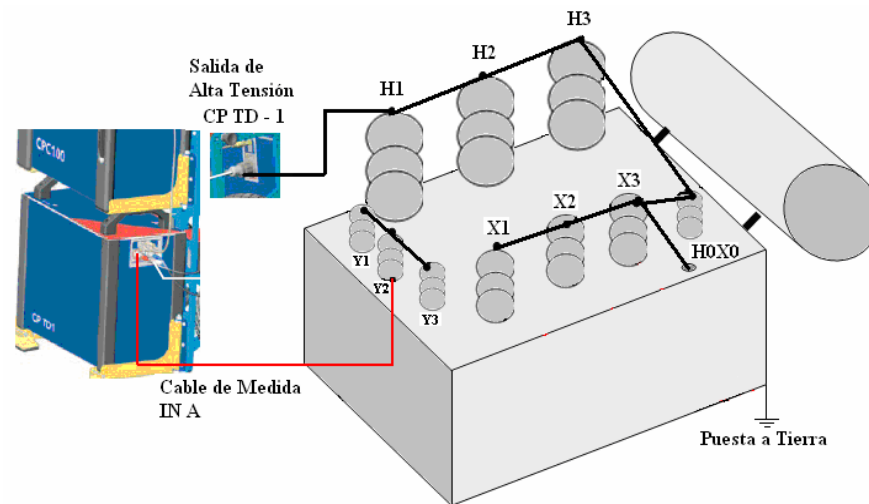


Terciario Energizado, IN A en Baja e IN B en Alta

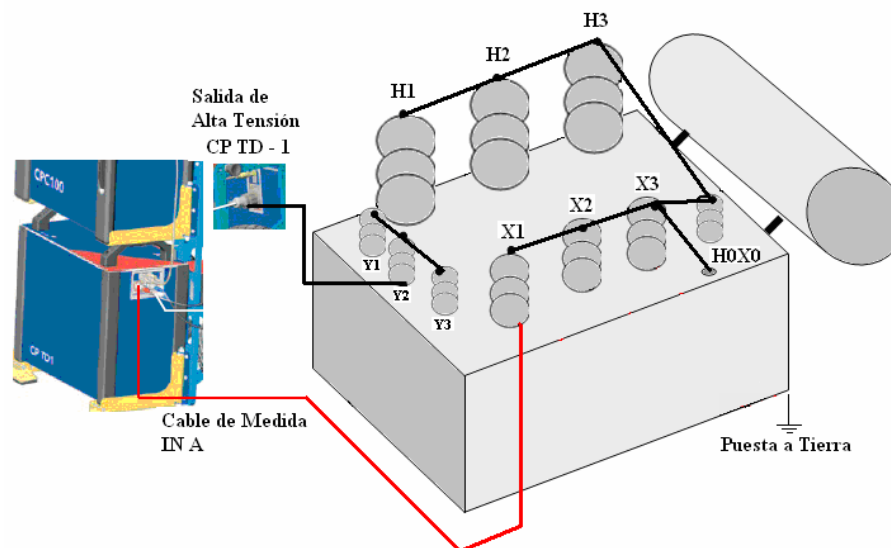


## Autotransformadores

Alta – Baja Energizado, Medida en Terciario.



Terciario Energizado, Medida en Alta –Baja.



**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

<b>TÍTULO</b>	<b>DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA PARA PRUEBAS DE ACEPTACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS DE ALTA TENSION DE LA S/E BARBACOA I CON EQUIPOS DE MEDICIÓN OMICRON Y VANGUARD, CADAFE GTO</b>
<b>SUBTÍTULO</b>	

**AUTOR (ES):**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CULAC / E MAIL</b>
Madriz S. José M.	<b>CVLAC:</b> V.- 18.219.55 <b>E MAIL:</b> Manuel_madr1987@hotmail.com
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>

**PALÁBRAS O FRASES CLAVES:**SubestaciónAutotransformadoresPruebasDesarrolloMantenimientoEquipos



**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Eléctrica

**RESUMEN (ABSTRACT):**

Las pruebas son un conjunto de actividades que permiten comprobar y verificar el correcto montaje y funcionalidad de los equipos y sistemas de una subestación o sistema eléctrico de acuerdo con las especificaciones técnicas, los diseños de detalle y las condiciones operativas definidas, no obstante para cumplir con estas actividades es importante contar con equipos de mediciones que posean aplicaciones con la cual se puedan concretar. CADAFE recientemente pone a su disposición equipos de medición Vanguard y Omicrón para la elaboración de las pruebas como parte del mantenimiento que realizan en sus instalaciones eléctricas, específicamente en la S/E Barbacoa I. Sin embargo se dificulta la manipulación de los mismos al no contar con algún instrumento que sirva de guía para el personal, es por ello que surge la necesidad de desarrollar la metodología para pruebas de aceptación y mantenimiento de los equipos de alta tensión de la subestación Barbacoa I empleando los equipos de medición Vanguard y Omicrón, apoyada además en normas y estándares nacionales e internacionales con el fin de garantizar la efectividad de las pruebas.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:****CONTRIBUIDORES:**

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU X	JU
Malave, Perminio	CVLAC:	V.- 12.144.159			
	E_MAIL	perminiomalave@cantv.net			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS X	TU	JU
Parra, Hernán	CVLAC:	V.- 4.362.404			
	E_MAIL	hernanparra@cantv.net			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
Velásquez, Daniel	CVLAC:	V.- 16.522.343			
	E_MAIL	Daniel.velasquez@cantv.net			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
Rodriguez, Pedro.	CVLAC:	V.- 5.190.273			
	E_MAIL	provalerio@hotmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

AÑO	MES	DÍA
2010	03	25

**LENGUAJE. SPA**

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:****ARCHIVO (S):**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Tesis José Manuel Madriz.doc	Aplicación/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS:** A B C D E F G H  
I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u  
v w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

**ALCANCE****ESPACIAL:** ----- (OPCIONAL)**TEMPORAL:**----- (OPCIONAL)**TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Ingeniero Electricista (Ing)

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Pre - grado

**ÁREA DE ESTUDIO:**

Departamento de Electricidad

**INSTITUCIÓN:**

Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**DERECHOS**

**De acuerdo al artículo 44 del reglamento de trabajo de grado:**

**“Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, el cual lo participara al Consejo Universitario”.**

José Madriz

**AUTOR**

Parra Hernán

**TUTOR**

Velásquez Daniel

**JURADO**

Rodríguez Pedro

**JURADO**

Mercado Verena

**POR LA SUBCOMISION DE TESIS**