



Universidad de San Carlos de Guatemala

Facultad de Ingeniería

Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**ELABORACIÓN DE MANUAL DE PROCEDIMIENTOS
PARA MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES, EQUIPOS DE
ALTA TENSIÓN, ESQUEMAS DE PROTECCIONES Y
DISPOSITIVOS DE COMUNICACIÓN DEL INDE-ETCEE**

Jeremy Aarón Santizo López

Asesorado por el Ing. Jorge Mario Méndez Nájera

Guatemala, octubre de 2009

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ELABORACIÓN DE MANUAL DE PROCEDIMIENTOS
PARA MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES, EQUIPOS DE
ALTA TENSIÓN, ESQUEMAS DE PROTECCIONES Y
DISPOSITIVOS DE COMUNICACIÓN DEL INDE-ETCEE**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

JEREMY AARÓN SANTIZO LÓPEZ

ASESORADO POR EL ING. JORGE MARIO MÉNDEZ NÁJERA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2009

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. José Milton De León Bran
VOCAL V	Br. Isaac Sultán Mejía
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Saúl Cabezas Durán
EXAMINADOR	Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez
EXAMINADOR	Ing. Jorge Mario Méndez Nájera
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

ELABORACIÓN DE MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES, EQUIPOS DE ALTA TENSIÓN, ESQUEMAS DE PROTECCIONES Y DISPOSITIVOS DE COMUNICACIÓN DEL INDE-ETCEE,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el 17 de abril de 2006.

Jeremy Aarón Santizo López

AGRADECIMIENTOS A:

DIOS

Por haberme permitido culminar este trabajo, dándome la fuerza y la sabiduría necesaria.

MI MADRE

Sandra López

Quien me apoyó y me dio el aliento necesario para terminar mi carrera universitaria.

MI PADRE

Erwin Leonel Santizo

A su memoria.

MI FAMILIA

A quienes agradezco su apoyo incondicional en este largo camino.

MIS AMIGOS

Por ser el soporte en el cual me apoyé en los largos años de estudio

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	XIX
LISTA DE SÍMBOLOS	XXV
GLOSARIO	XXVII
RESUMEN	XXXV
OBJETIVOS	XXXIX
INTRODUCCIÓN	XLI
1. EQUIPO ELÉCTRICO DEL INDE	1
1.1 Aisladores	1
1.1.1 Aisladores rígidos para soporte	1
1.1.1.1 Aisladores tipo alfiler	1
1.1.1.2 Aisladores tipo poste o soporte	2
1.1.2 Aisladores de suspensión	2
1.2 Bancos de capacitores	4
1.2.1 Conexiones de un banco de capacitores	5
1.2.2 Partes de un sistema de banco de capacitores	5
1.2.3 Accesorios de los bancos de capacitores	6
1.3 Bancos de tierra	7
1.3.1 Tipos de bancos de tierra	7
1.4 Esquemas de protección	8
1.4.1 Propósito de un sistema de protección	8
1.4.2 Problemas que puede presentar un sistema de protecciones	8
1.4.3 Relevadores de protección	9
1.4.3.1 Relevador de sobrecorriente de acción instantánea (50)	11

	1.4.3.2	Relevador de sobrecorriente de tiempo inverso (51)	12
	1.4.4	Elementos de protección del transformador	12
	1.4.5	Clasificación de los relevadores	13
	1.4.5.1	Clasificación por función	14
	1.4.5.2	Clasificación por parámetros de entrada	14
	1.4.5.3	Clasificación por principio de operación	15
	1.4.5.4	Clasificación por características de funcionamiento	15
	1.4.6	Aplicación de relevadores de protección	16
	1.4.7	Equipo eléctrico primario	18
1.5		Estructuras	19
	1.5.1	Continuidad y estructuras	19
1.6		Hilo de guarda	21
	1.6.1	Efecto del cable de guarda	23
1.7		Interruptores de potencia	23
	1.7.1	Partes de un interruptor	24
	1.7.1.1	Parte activa	24
	1.7.1.2	Parte pasiva	24
	1.7.2	Accesorios del interruptor	25
	1.7.3	Accesorios de los accionamientos	26
	1.7.3.1	Accionamiento a resorte	26
	1.7.3.2	Accionamiento hidráulico	26
	1.7.3.3	Accionamiento neumático	26
	1.7.4	Medio de extinción y aislamiento interno	27
1.8		Pararrayos	27
	1.8.1	Características del pararrayos	28
	1.8.2	Funciones de un pararrayos	28
	1.8.3	Tipos de pararrayos	28
	1.8.3.1	Pararrayos autovalvulares	28

	1.8.3.2	Pararrayos de óxidos metálicos	29
	1.8.4	Clasificación de los pararrayos	29
	1.8.4.1	Por su tipo de servicio	29
	1.8.4.2	Por el nivel de contaminación donde se instala	29
	1.8.5	Accesorios del pararrayos	30
1.9		Reactores de potencia	30
	1.9.1	Partes de un reactor de potencia	31
	1.9.1.1	Tanque	31
	1.9.1.2	Base	31
	1.9.1.3	Devanados	32
	1.9.1.4	Núcleo	32
	1.9.1.5	Bushings	32
	1.9.1.6	Radiadores	33
	1.9.1.7	Sistema de preservación de aceite	33
	1.9.1.8	Aceite	33
	1.9.1.9	Transformadores de medición de corriente y tensión	33
	1.9.2	Accesorios y equipos auxiliares	34
1.10		Reguladores de voltajes	34
1.11		Seccionadores	34
	1.11.1	Tipos de seccionadores	35
	1.11.2	Elementos de los seccionadores	35
	1.11.3	Accesorios de los seccionadores	36
1.12		Transformadores de medida	37
	1.12.1	Transformador de corriente (CT)	38
	1.12.1.1	Tipos de construcción	38
	1.12.2	Transformador de potencial (PT)	39
	1.12.2.1	Tipos de transformadores de potencial	39
	1.12.2.1.1	Transformador de potencial inductivo (IPT)	39

1.12.2.1.2	Transformador de potencial capacitivo (CPT)	40
1.12.3	Accesorios de los transformadores de medición	40
1.12.4	Ubicación de los dispositivos de medición	41
1.13	Transformadores de potencia	42
1.13.1	Partes de un transformador	42
1.13.1.1	Parte activa	42
1.13.1.2	Parte pasiva	43
1.13.2	Accesorios del transformador	43
2.	LA RED DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (SNI)	47
2.1	El Sistema Nacional Interconectado	47
2.2	Las subestaciones eléctricas	48
2.3	Las líneas de transmisión	49
3.	CONDICIONES FÍSICAS Y TOPOGRÁFICAS DE LOS MUNICIPIOS DE LA REPÚBLICA DE GUATEMALA, DONDE SE UBICAN LAS SUBESTACIONES DE ETCEE-INDE	51
3.1	Geografía de Guatemala	51
3.2	El clima en Guatemala	52
3.3	Mapas climatológicos de la república de Guatemala	52
3.3.1	Niveles isoceráunicos de días con relámpagos en la lejanía, promedio anual	53
3.3.2	Niveles isoceráunicos de días con relámpagos locales, promedio anual	53
3.3.3	Niveles isoceráunicos de días con descargas eléctricas o truenos promedio anuales	53
3.3.4	Velocidad del viento, promedio anual dirección predominante del viento nodal anual	53
3.3.5	Niveles de humedad relativa promedio anual	54
4.	ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LAS FALLAS POR SOBRETENSIÓN EN LAS SUBESTACIONES DE ETCEE-INDE EN LOS AÑOS 2004-2005	55

4.1	Teoría preliminar	55
4.1.1	Sobretensiones	55
4.1.1.1	Las sobretensiones internas	56
4.1.1.2	Sobretensiones de origen externo	58
4.1.1.2.1	Características de las descargas electroatmosféricas	59
4.1.1.2.2	Normalización de las ondas de choque electroatmosférico	60
4.1.1.2.3	Caída de rayos sobre una línea	60
4.1.1.2.4	Caída de rayos sobre un conductor de fase	60
4.1.1.2.5	Caída de rayos sobre un apoyo	61
4.1.1.2.6	Caída de rayos sobre un hilo de guarda	62
4.1.2	Análisis estadístico para el diseño de protecciones y blindajes	64
4.2	Fallas en las subestaciones del ETCEE-INDE	65
4.2.1	Descripción de las fallas	65
4.2.2	Análisis estadístico	68
5.	MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE ALTA TENSIÓN	71
5.1	Mantenimiento de bancos de compensación reactiva	71
5.1.1	Mantenimiento a bancos de capacitores	71
5.1.1.1	Mantenimiento predictivo	71
5.1.1.1.1	Puntos calientes en el banco	71
5.1.1.1.2	Otros puntos de inspección	71
5.1.1.2	Mantenimiento preventivo	72
5.1.1.2.1	Medición de la capacitancia	72
5.1.1.3	Mantenimiento correctivo	75
5.1.1.3.1	Reemplazo de un banco de capacitores	75

5.1.2	Mantenimiento de reactores de potencia	78
5.1.2.1	Mantenimiento predictivo	78
5.1.2.1.1	Puntos calientes en el banco	78
5.1.2.1.2	Otros puntos de inspección	78
5.1.2.2	Mantenimiento preventivo de reactores	79
5.1.2.2.1	Pruebas dieléctricas	79
5.1.2.3	Mantenimiento correctivo de reactores de potencia	81
5.1.2.3.1	Procedimientos para el cambio de reactores	81
5.2	Mantenimiento a interruptores de potencia	85
5.2.1	Mantenimiento predictivo	85
5.2.1.1	Mantenimiento e inspección del equipo	85
5.2.1.1.1	Puntos calientes en las terminales	85
5.2.1.1.2	Bushings	85
5.2.1.1.3	Tanques	86
5.2.1.1.4	Interruptores	86
5.2.1.1.5	Estado de fusibles AC y DC	87
5.2.1.1.6	Estado de conexión a tierra del interruptor	87
5.2.1.1.7	Misceláneos	88
5.2.1.2	Inspección y mantenimiento del mecanismo de operación	88
5.2.1.2.1	Diagrama	88
5.2.1.2.2	Interconexión y alarma de arranque	88
5.2.1.2.3	Amortiguadores de viaje	88
5.2.1.2.4	Pistón	88
5.2.1.2.5	Mecanismo de cierre	89
5.2.1.2.6	Mecanismo de viaje	89

	5.2.1.2.7	Relevadores auxiliares	89
	5.2.1.2.8	Calentador	89
	5.2.1.2.9	Compresores de aire	90
	5.2.1.2.10	Sistema hidráulico	90
	5.2.1.2.11	Fuente de potencia	90
	5.2.1.2.12	Bloque de terminales y cables de control	90
5.2.2		Mantenimiento preventivo	91
	5.2.2.1	Pruebas de campo	91
	5.2.2.1.1	Pruebas tiempo de contacto y operación mecánica	91
	5.2.2.1.2	Mediciones de resistencia	99
	5.2.2.1.3	Pruebas de pérdidas dieléctricas y factor de potencia	100
	5.2.2.2	Otras actividades de mantenimiento	122
	5.2.2.2.1	Cambio de aceite	122
	5.2.2.2.2	Inspección de contactos	123
	5.2.2.2.3	Cambiador de tap	123
	5.2.2.2.4	Motor	124
	5.2.2.2.5	Capacitor	124
	5.2.2.2.6	Interruptores de control	124
	5.2.2.2.7	Frecuencia de los mantenimientos	124
5.2.3		Mantenimiento correctivo	125
	5.2.3.1	Procedimiento para el cambio de un interruptor de potencia	125
5.3		Mantenimiento a pararrayos	128
	5.3.1	Mantenimiento predictivo	129
	5.3.1.1	Inspecciones periódicas	129

	5.3.1.1.1	Pararrayos fisurados, astillados o muy contaminados	129
	5.3.1.1.2	Estado de conexión a tierra de los pararrayos	129
	5.3.1.1.3	Puntos calientes en el pararrayos	129
	5.3.1.2	Medición de pararrayos por medio del método de la 3ra. armónica de la corriente de fuga (THRC)	130
	5.3.1.2.1	Procedimiento de la prueba	131
	5.3.1.2.2	Análisis de resultados	131
	5.3.1.2.3	Influencia de la temperatura y el voltaje de operación	132
5.3.2		Mantenimiento preventivo	134
	5.3.2.1	Mediciones dieléctricas	134
	5.3.2.1.1	Voltajes de prueba	134
	5.3.2.1.2	Procedimiento de la prueba	135
	5.3.2.1.3	Procedimiento de prueba para pararrayos de dos unidades	136
	5.3.2.1.4	Procedimiento de prueba para pararrayos más de 2 unidades	137
	5.3.2.1.5	Análisis de resultados	139
5.3.3		Mantenimiento correctivo	140
	5.3.3.1	Procedimiento para el cambio de un pararrayos	140
5.4		Mantenimiento a los seccionadores de aire	142
	5.4.1	Mantenimiento predictivo	143
	5.4.1.1	Inspecciones periódicas	143
	5.4.1.1.1	Estado de los seccionadores de alta tensión	143
	5.4.1.1.2	Estado de los seccionadores de entrada y salida del	

		transformador	143
	5.4.1.1.3	Estado de las cuchillas de bypass entre circuitos	143
	5.4.1.1.4	Puntos calientes en seccionadores de aire	144
5.4.2		Mantenimiento preventivo	144
	5.4.2.1	Pruebas dieléctricas	144
		5.4.2.1.1 Prueba de collar caliente	144
		5.4.2.1.2 Análisis de resultados	145
	5.4.2.2	Prueba de conducción de las cuchillas	146
		5.4.2.2.1 Procedimiento de la prueba	146
		5.4.2.2.2 Conexiones y lecturas	146
		5.4.2.2.3 Medición de resistencias muy bajas	147
		5.4.2.2.4 Lecturas del medidor	148
	5.4.2.3	Limpieza del aislador del seccionador	148
5.4.3		Mantenimiento correctivo	148
	5.4.3.1	Procedimientos para el cambio de seccionadores	148
5.5		Mantenimiento de transformadores de medición	151
	5.5.1	Mantenimiento de CT's	151
		5.5.1.1 Mantenimiento predictivo de CT's	151
		5.5.1.1.1 Inspección visual por medio de termografía infrarroja	151
		5.5.1.2 Mantenimiento preventivo de CT's	151
		5.5.1.2.1 Pruebas de campo para transformadores de corriente	151
	5.5.1.3	Mantenimiento correctivo de CT's	168
		5.5.1.3.1 Procedimientos para el cambio	

		de transformadores de instrumento	168
5.5.2		Mantenimiento de PT's	171
	5.5.2.1	Mantenimiento predictivo de PT's	171
	5.5.2.2	Mantenimiento preventivo de PT's	171
		5.5.2.2.2 Otras actividades de mantenimiento preventivo	183
	5.5.2.3	Mantenimiento correctivo de PT's	184
5.6		Mantenimiento de transformadores de potencia	185
	5.6.1	Mantenimiento predictivo	185
		5.6.1.1 Inspecciones periódicas	185
		5.6.1.1.1 Aisladores de entrada y salida del transformador fisurados, astillados o muy contaminados	185
		5.6.1.1.2 Pararrayos de entrada y salida del transformador, fisurados, astillados o muy contaminados	185
		5.6.1.1.3 Silica húmeda	186
		5.6.1.1.4 Estado de los conectores y puentes del transformador	186
		5.6.1.1.5 Puntos calientes en transformadores de potencia	186
		5.6.1.1.6 Estado de la conexión a tierra del transformador de potencia	187
		5.6.1.1.7 Fuga de aceite en el transformador de potencia	187
		5.6.1.1.8 Estado de ventiladores del transformador de potencia	187
		5.6.1.1.9 Estado del panel de control del transformador de potencia	187

	5.6.1.1.10	Baja presión de nitrógeno	188
	5.6.1.1.11	Nivel de aceite del transformador de potencia	188
	5.6.1.1.12	Estado de los termómetros de aceite y del devanado	188
	5.6.1.1.13	Estado de los CT's de protección diferencial	188
5.6.2		Mantenimiento preventivo	189
	5.6.2.1	Pruebas de campo a los transformadores	189
	5.6.2.1.1	Pruebas de resistencia del aislamiento (con Megger)	189
	5.6.2.1.2	Pruebas de pérdidas dieléctricas (factor de potencia)	196
	5.6.2.1.3	Prueba de corriente de excitación en transformadores de potencia	210
	5.6.2.1.4	Medición de la relación de transformación	219
	5.6.2.1.5	Prueba de boquillas (Bushings)	234
	5.6.2.1.6	Prueba de resistencia ohmica de los devanados	244
	5.6.2.1.7	Prueba de factor de potencia del aceite dieléctrico	248
	5.6.2.2	Limpieza y lubricación	253
	5.6.2.2.1	Limpieza general	253
	5.6.2.2.2	Lubricación	253
	5.6.2.2.3	Limpieza de los aisladores de bushings	253
	5.6.2.2.4	Limpieza del mecanismo y tanque	253
	5.6.2.2.5	Cambiador de tap	254

	5.6.2.3	Frecuencia de mantenimiento	254
5.6.3		Mantenimiento correctivo de transformadores de potencia	257
	5.6.3.1	Métodos de secado	257
	5.6.3.1.1	Requerimientos de vacío de los transformadores de potencia	258
	5.6.3.1.2	Procedimientos para el secado con alto vacío continuo	258
	5.6.3.1.3	Método de termovacío	260
	5.6.3.1.4	Método continuo con alto vacío y calor aplicado	260
	5.6.3.1.5	Método cíclico con alto vacío y calor aplicado	262
	5.6.3.2	Reacondicionamiento del aceite con tierra Fuller	263
	5.6.3.2.1	Consideraciones previas al proceso	263
	5.6.3.2.2	Secuencia de arranque del proceso	264
	5.6.3.2.3	Desarrollo del proceso	265
	5.6.3.2.4	Adición de antioxidante y pasivador	266
	5.6.3.3	Medición de la humedad residual	267
	5.6.3.4	Llenado final de aceite	269
	5.6.3.5	Procedimiento para el reemplazo de un bushing de transformador	271
	5.6.3.6	Procedimientos generales para el reemplazo de un transformador de potencia	274
6.		MANTENIMIENTO A ESQUEMAS DE PROTECCIÓN Y EQUIPOS DE ONDA PORTADORA	279
6.1		Mantenimiento de esquemas de protecciones	279

6.1.1	Mantenimiento predictivo	279
6.1.1.1	Pruebas a los relevadores de protección	279
6.1.1.1.1	Chequeo funcional	280
6.1.1.1.2	Pruebas a relevadores digitales estáticos	281
6.1.1.1.3	Periodicidad del mantenimiento	283
6.1.1.1.4	Procedimientos generales de pruebas eléctricas al relevador digital de distancia (protección de línea y barra)	284
6.1.1.1.5	Procedimientos generales de pruebas eléctricas al relevador digital de sobrecorriente (protección de reactores y capacitores)	286
6.1.1.1.6	Procedimientos generales para realizar pruebas de relevadores de protección diferencial (protección de transformadores)	287
6.1.1.2	Prueba a los interruptores de bajo voltaje	288
6.1.1.3	Prueba a los interruptores de falla a tierra	285
6.1.1.4	Pruebas con fallas a tierra simuladas usando sensores con devanados de prueba internos	289
6.1.1.5	Pruebas en dispositivos con circuitería interna pero sin devanado de prueba interno	290
6.1.1.6	Botones de prueba e indicadores	290
6.1.1.7	Pararrayos	290
6.1.1.8	Otras pruebas al sistema de protecciones	290
6.1.1.8.1	Medidores	291
6.1.1.8.2	Cableado a medidores y	

	dispositivos de protección	291
6.2	Mantenimiento al equipo de onda portadora (PLC)	293
6.2.1	Inspecciones visuales	293
6.2.2	Revisión de la fuente de alimentación	294
6.2.3	Pruebas de rutina del equipo de onda portadora	295
6.2.3.1	Revisión de frecuencias de audio	297
6.2.3.2	Revisión de niveles de frecuencia de voz	297
6.2.3.3	Revisión de niveles de las señales	298
6.2.3.4	Revisión de la pérdida de retorno para frecuencias de voz y señales	298
6.2.3.5	Revisión de distorsión por retardo	298
6.2.3.6	Revisión del control automático de ganancia	299
6.2.3.7	Revisión del ecualizador de línea	299
6.2.3.8	Revisión de la acción del limitador	299
6.2.3.9	Medición del ruido generado internamente	300
6.2.3.10	Medición de paradiofonía y telediofonía	300
6.2.3.11	Medición de la atenuación de diafonía	300
6.2.3.12	Prueba de canales de señalización telefónica	301
6.2.3.13	Prueba a compandores	301
6.2.3.14	Revisión de alarmas	301
7.	MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES, PATIO E	
	INFRAESTRUCTURA	303
7.1	Mantenimiento predictivo	303
7.1.1	Mantenimiento de aisladores	303
7.1.1.1	Inspecciones periódicas	303
7.1.1.1.1	Aisladores de alta tensión fisurados, astillados o muy contaminados	303
7.1.1.1.2	Aisladores de soporte de barra fisurados, astillados o muy	

		contaminados	303
	7.1.1.1.3	Aisladores tipo cadena fisurados, astillados o muy contaminados	304
	7.1.1.1.4	Puntos calientes en el aislador	304
7.1.2		Mantenimiento a la red de tierras de la subestación	304
	7.1.2.1	Puntos calientes en el aterrizaje	305
	7.1.2.2	Medición de la red de tierras	305
	7.1.2.2.1	Método del 62% para la medición de resistencia de tierra	305
	7.1.2.2.2	Medición en 2 puntos (medición simplificada)	308
	7.1.2.2.3	Método de medición con 4 puntos	310
	7.1.2.2.4	Sistema de electrodos múltiples	311
	7.1.2.3	Frecuencia de mantenimientos	312
7.1.3		Mantenimiento al inmueble y caseta de la subestación	313
	7.1.3.1	Inmueble	313
	7.1.3.1.1	Estado de acceso a la subestación	313
	7.1.3.1.2	Estado del portón de acceso a la subestación	313
	7.1.3.1.3	Estado de la alarma de la subestación	313
	7.1.3.1.4	Estado del candado del portón de acceso	314
	7.1.3.1.5	Estado del muro perimetral	314
	7.1.3.1.6	Estado físico de las mallas perimetrales instaladas en la subestación	314
	7.1.3.1.7	Conexión a tierra de las	

	mallas instaladas en las subestaciones	314
7.1.3.1.8	Estado del terreno de la subestación	315
7.1.3.1.9	Cantidad de grama o maleza dentro de la subestación	315
7.1.3.1.10	Falta de piedrín en el área del equipo de la subestación	315
7.1.3.1.11	Suciedad en la subestación	315
7.1.3.1.12	Advertencia de riesgo eléctrico a lo largo del muro perimetral de la subestación	316
7.1.3.1.13	Estado de las fosas o cajas de registro	316
7.1.3.1.14	Estado de las tapaderas de las fosas o cajas de registro	316
7.1.3.2	Caseta	316
7.1.3.2.1	Estado de las lámparas de la caseta	316
7.1.3.2.2	Estado del piso de la caseta	317
7.1.3.2.3	Estado de la puerta de la caseta	317
7.1.3.3	Pórticos y estructuras	317
7.1.3.3.1	Estado físico del transformador de servicio	317
7.1.3.3.2	Estado de los herrajes	317
7.1.3.3.3	Estado del alumbrado general de la subestación	317
7.1.3.3.4	Estado de los flipones y caja de flipones del pórtico	318
7.1.3.3.5	Estado del interruptor de	

		control de alumbrado	318
	7.1.3.3.6	Estado de tomacorrientes de 120/240V	318
	7.1.3.3.7	Estado de la tubería sobrepuesta	318
	7.1.3.3.8	Estado físico de la estructura metálica de la subestación	319
	7.1.3.3.9	Conexión a tierra de la estructura mecánica	319
	7.1.3.3.10	Estado físico de las barras de alta tensión	319
	7.1.3.3.11	Estado de las puntas Franklin y conexión a tierra	319
	7.1.3.3.12	Estado físico del hilo de guarda y conexión a tierra	320
7.2		Mantenimiento preventivo	320
	7.2.1	Mantenimiento a cables de potencia por medio de pruebas	320
	7.2.1.1	Cable con conductor simple blindado o cable forrado	320
	7.2.1.2	Cable con conductor simple sin blindaje o sin forro	320
	7.2.1.3	Cable con múltiples conductores individualmente blindados	321
	7.2.1.4	Cable con múltiples conductores no blindados o forrados	321
	7.2.1.5	Cable con múltiples conductores no blindados encerrados en un forro metálico común	321
	7.2.1.6	Cable parcialmente blindado	322
	7.2.2	Pruebas de terminales de cables o Mufas	322
	7.2.2.1	Análisis de resultados de cable y mufa	322
	7.2.3	Procedimiento de limpieza de los aisladores	323

7.2.4	Ajuste de tornillería de la estructura de soporte	324
7.3	Mantenimiento correctivo	324
7.3.1	Patio e infraestructura	324
7.3.1.1	Reemplazo de aisladores de soporte	324
7.3.1.2	Cambio de cables o mufas	326
7.3.1.3	Cambio de una pieza dañada de la estructura	327
7.3.1.4	Otras actividades de mantenimiento correctivo	329
8.	DESCRIPCIÓN DE LOS COSTOS DEL PROYECTO	331
8.1	Costo del proyecto	331
8.2	Costo de las actividades complementarias	332
8.3	Costo de la supervisión	332
8.4	Costo total del proyecto	333
	CONCLUSIONES	335
	RECOMENDACIONES	337
	BIBLIOGRAFÍA	339
	APÉNDICE A	343
	APÉNDICE B	351
	ANEXOS	363

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Aisladores tipo soporte.	2
2	Aisladores para formar cadenas en el soporte de barras flexibles.	3
3	Conexiones de un banco de capacitores.	6
4	Aspecto de la posición del cable de guarda en una subestación eléctrica.	22
5	Ángulo de blindaje entre hilos de guarda ,y conductores.	22
6	Tipos de seccionadores.	37
7	Motivos de fallas en subestaciones eléctricas 2004-2005.	68
8	Otras causas de fallas en subestaciones eléctricas 2004-2005.	69
9	Procedimiento de prueba para capacitadores de acople, Tap o capacitor auxiliar en la carcasa del capacitor principal (instalación de una unidad simple).	74
10	Reactores paralelos.	80
11	Método alterno de prueba de interruptores.	112
12	Conexiones para pruebas de THRC.	130
13	Prueba de collar caliente.	146
14	Conexiones para las mediciones de resistencia.	147
15	Conexiones de prueba de CT's.	152
16	Método del voltaje para pruebas a CT's.	156
17	Método de la corriente para pruebas a CT's.	157
18	Prueba con voltaje D.C.	159
19	Prueba de polaridad con voltaje A.C. usando osciloscopio.	161
20	Prueba de polaridad por el método de la corriente.	162
21	Prueba de excitación	163
22	Paso de conducción de una vuelta circulando a los CT's.	165
23	Lazos de magnetización.	166
24	Transformador de potencial de fase simple.	174
25	PT monofásicos con neutro aterrizado internamente.	179

26	Transformador de potencial en cascada.	180
27	Conexiones para medición con Megger.	195
28	Aislamientos internos del transformador.	201
29	Conexiones del trafo antes de las pruebas generales.	203
30	Procedimiento para la prueba al trafo de 3 devanados.	208
31	Medición de I_e en un transformador de una fase.	213
32	Mediciones por el método de rutina de I_e en un transformador conectado en estrella.	214
33	Mediciones por el método de rutina de I_e en un transformador conectado en delta.	215
34	Método alternativo para medir I_e en un transformador conectado en estrella.	216
35	Método alternativo de medición de I_e en un transformador conectado en delta.	217
36	Método alternativo de medición de I_e en un transformador conectado en delta (2)	217
37	Esquema para prueba, $H1 - HoXo$ a $X1 - HoXo$.	222
38	Esquema para prueba, $H1 - H2(Ho)$ a $X1 - X2(Xo)$.	223
39	Esquema para prueba, $H1 - H2(Ho)$ a $X1 - X2(Xo)$.	224
40	Esquema para prueba, $H1 - HoXo$ a $X1 - HoXo$.	225
41	Esquema para prueba, $H1 - HoXo$ a $H1 - HoXo$.	226
42	Esquema para prueba, $H1 - HoXo$ a $Y1 - Y2$.	227
43	Esquema para prueba, $H1 - H3$ a $X1 - X3$.	228
44	Esquema para prueba, $H1 - H3$ a $X1 - X3$.	229
45	Esquema para prueba, $H1 - Ho$ a $X1 - X2$.	230
46	Esquema para prueba, $H1 - Ho$ a $X1 - Xo$.	231
47	Esquema para prueba, $H1 - H2$ a $X1 - Xo$.	232
48	Esquema para prueba, $H1 - Ho$ a $X1 - Xo$.	233
49	Modo estándar de prueba de asilamiento de tap medición de solamente C2, (Conductor del centro del bushing a guarda),	235
50	Método alternativo de prueba de asilamiento de tap, medición del paralelo de C1+ C2 (Conductor del centro del bushing a tierra.	236
51	Prueba Overall o general para medir la C1 de un bushing.	240

52	Prueba UST, C1.	241
53	Prueba de aislamiento de tap, C2.	241
54	Prueba de collar caliente.	242
55	Proceso de secado con alto vacío.	262
56	Gráfica de Piper	269
57	Diagrama de partes de bushing.	273
58	Procedimiento de medición de la resistencia de tierra con el equipo AEMC 4500 u otros mega ohmetro de 3 puntas.	306
59	Método de prueba de 2 puntos.	309
60	Prueba de continuidad.	309

TABLAS

I	Relevadores de uso común.	17
II	Factor de corrección en función de la contaminación	30
III	Conexiones de prueba de capacitores.	75
IV	Conexiones de prueba de capacitores desconectando la línea.	75
V	Procedimiento de prueba para reactores paralelos.	80
VI	Ejemplo de tiempos para un interruptor típico de 69kV.	98
VII	Voltajes de prueba recomendados para pruebas con el equipo doble M2H a Interruptores de potencia con aceite.	100
VIII	Procedimientos de la prueba de overall en interruptores de potencia con aceite.	101
IX	Lineamiento para la investigación de TLI's anormales en interruptores de potencia.	104
X	Procedimiento de prueba para cada módulo de un Interruptor "Y" o "T" de tanque Vivo (Todas las pruebas son a interruptor abierto).	114
XI	Posiciones del LV Switch.	115
XII	Voltajes recomendados para interruptores magnéticos de aire.	117
XIII	Conexiones de prueba a interruptores magnéticos de aire.	118
XIV	Voltajes recomendados para interruptores de ráfaga de clase 15kV y	119

	menor.	
XV	Conexiones para prueba de interruptores magnéticos de ráfaga de aire.	120
XVI	Procedimiento de prueba para interruptores de bajo volumen de aceite	121
XVII	Procedimiento de prueba alternativo para interruptores de bajo volumen de aceite.	122
XVIII	Frecuencia de mantenimiento de interruptores.	125
XIX	Influencia de la temperatura ambiente y el voltaje del sistema en la corriente de fuga resistiva.	133
XX	Voltajes de prueba para prueba de pararrayos.	135
XXI	Procedimiento de prueba para pararrayos de una unidad.	136
XXII	Conexiones de prueba de pararrayos de dos unidades.	137
XXIII	Conexiones para prueba de pararrayos de más de una unidad.	138
XXIV	Pruebas suplementarias para CT's.	154
XXV	Voltajes recomendados por el fabricante Doble Para pruebas de PT's de línea a línea, llenos de líquido con clase de aislamiento nominal menor a 15kV.	173
XXVI	Voltajes recomendados por el fabricante Doble para pruebas de PT's de línea a línea, del tipo seco con clase de aislamiento nominal menor o igual a 15kV.	174
XXVII	Procedimiento de prueba para PT's de fase simple.	175
XXVIII	Pruebas suplementarias para PT's monofásicos.	177
XXIX	Procedimiento modificado de prueba para PT's monofásicos con neutro aterrizado internamente.	179
XXX	Método alterno de prueba Overall para PT's en cascada.	180
XXXI	Procedimiento de prueba para PT's trifásicos.	182
XXXII	Interpretación de resultados en mediciones con Megger.	196
XXXIII	Conexiones para pruebas de trafos de 2 devanados.	201
XXXIV	Conexiones para pruebas de trafo de 3 devanados.	207
XXXV	Conexiones utilizando dos cables de baja tensión en la prueba.	209
XXXVI	Conexión de Ie en un transformador de una fase.	213
XXXVII	Conexiones para medición de Ie de un trafo conectado en estrella.	214
XXXVIII	Conexiones para medición de Ie de un trafo conectado en delta.	215

XXXIX	Conexiones para medición alterna de I_e de un trafo conectado en delta.	216
XL	Conexiones para medición alterna de I_e de un trafo conectado en delta /2).	217
XLI	Conexiones para medición alterna de I_e de un trafo conectado en delta.	218
XLII	Conexiones para prueba, $H1 - HoXo$ a $X1 - HoXo$.	222
XLIII	Conexiones para prueba, $H1 - H2(Ho)$ a $X1 - X2(Xo)$.	223
XLIV	Conexiones para prueba, $H1 - H2(Ho)$ a $X1 - X2(Xo)$.	224
XLV	Conexiones para prueba, $H1 - HoXo$ a $X1 - HoXo$.	225
XLVI	Conexiones para prueba, $H1 - HoXo$ a $X1 - HoXo$.	226
XLVII	Conexiones para prueba, $H1 - HoXo$ a $Y1 - Y2$.	227
XLVIII	Conexiones para prueba, $H1 - H3$ a $X1 - X3$.	228
XLIX	Conexiones para prueba, $H1 - H3$ a $X1 - X3$.	229
L	Conexiones para prueba, $H1 - Ho$ a $X1 - X2$.	230
LI	Conexiones para prueba, $H1 - Ho$ a $X1 - Xo$.	231
LII	Conexiones para prueba, $H1 - H2$ a $X1 - Xo$.	232
LIII	Conexiones para prueba, $H1 - Ho$ a $X1 - Xo$.	233
LIV	Frecuencia de mantenimientos de transformadores.	256
LV	Factores que determinan la periodicidad del mantenimiento de los relevadores.	283
LVI	Mantenimiento de relevadores de protección.	284
LVII	Atenuación en función de la potencia.	300
LVIII	Distancias aproximadas de los electrodos auxiliares usando el método del 62%.	306
LIX	Selección de rasgos para la medición	307
LX	Sistema de electrodos múltiples.	312

LISTA DE SÍMBOLOS

KW	Kilo-vatios
Kwh	Kilo-vatios hora
MW	Mega-vatios
Q.	Moneda Quetzal
p.u.	Por unidad
KA	Kilo-amperio
A	Amperios
°	Grados angulares
°C	Grados Celsius
“	Pulgadas
‘	Pies
m	metros
mm	Milímetros
cm	Centímetros
MVA	Mega Volt-Amperio
%	Por ciento
V	Voltios
Vac	Voltaje a corriente alterna
Vdc	Voltaje a corriente directa
KV	Kilo-voltios
m.s.n.m.	Metros sobre el nivel del mar
Hz	Herz
ms	Milisegundos
μs	Microsegundo
s	Segundo
Ω	Ohmios
MΩ	Mega-ohmios

ρ	Resistividad
C	Capacitancia
H	Devanado primario
X	Devanado secundario
T	Devanado terciario
LV	Bajo voltaje
HV	Alto voltaje
mmHg	Presión en mm de mercurio
ppm	Partículas por millon

GLOSARIO

- Aislador:** soporte no conductor para un conductor eléctrico.
- Aislamiento externo:** comprende las superficies externas de los equipos, al aire que los rodea y las distancias en aire. La tensión de aguante del aislamiento externo depende de las condiciones atmosféricas.
- Aislamiento interno:** comprende los aislamientos internos sólidos, líquidos o gaseosos que forman parte del aislamiento de los equipos y que están protegidos de las condiciones atmosféricas y de intemperie.
- Arcilla:** término que designa un mineral (arcillosos) que tiene un grano tan fino que es virtualmente imposible identificar granos individuales, aún con una lente en mano, de modo que no se puede identificar megascópicamente.
- Arco eléctrico:** descarga disruptiva a través del aire alrededor o sobre la superficie de un

aislamiento sólido o líquido, entre partes de diferente potencial o polaridad, producido por la aplicación de un voltaje tal que el camino entre ambas partes queda lo suficientemente ionizado para producir un paso de corriente.

Aterrizaje:

una conexión conductora, intencional o accidental, por la cual un circuito eléctrico o equipo es conectado a tierra, o a algún cuerpo de extensión relativamente larga que sirve en lugar de tierra.

Boquilla:

dispositivo portador de un conductor, a través de una pared o tanque, que aísla el conductor de estas partes y cuenta con los medios de fijación a la parte donde se instala.

Burden:

carga impuesta por un dispositivo al circuito de medición o control.

Cable de control:

es el formado por conductores de cobre suave aislados, reunidos y cubiertos con un material termoplástico.

Condiciones atmosféricas normalizadas:	estas se refieren a las condiciones cuando la temperatura ambiente es de 20°C, la presión de 760mmHg y la humedad absoluta es de 11h/m.
Cuba:	cubierta metálica que envuelve de forma integral una máquina.
Ceniza:	esencialmente no cementada, materia volcánica expulsada en la escala de 3 a 4mm de diámetro.
Contaminación:	existencia de materiales extraños como escamas, virutas, suciedad, aceite, agentes químicos y cualquier otra sustancia extraña líquida o sólida que afecte la integridad del bien inmueble.
Corto circuito:	conexión intencional o accidental de dos puntos de un circuito por una impedancia de valor despreciable.
Descarga disruptiva:	descarga brusca que se produce cuando la diferencia de potencial entre dos conductores excede de cierto límite. Se manifiesta por un chispazo acompañado de un ruido seco.

Doble:	Doble (<i>Doble Engineering Company</i>) es una empresa que suministra equipos de prueba especializados y servicios de ingeniería a las industrias de energía eléctrica desde 1920
Electrodo:	cada una de las terminales de un circuito eléctrico.
Esquemas de protección:	es un grupo o arreglo de dispositivos que se interconectan o interrelacionan para proteger a los equipos eléctricos primarios, detectando condiciones anormales de operación para evitar o reducir daños mayores al elemento primario.
Estructura:	unidad principal de soporte de conductores.
Fisura:	ruptura de un material a profundidades mayores de 0.1mm
Flameo:	ionización eléctrica del aire que produce un arco con una marca en el aislamiento.
Fuga:	pérdida incontrolada de un fluido en un sistema por falta o falla de hermeticidad o aislamiento.
Herraje:	tornillería y pailería en pequeña escala.

Inspección:	es una actividad tal como la medición, comprobación, prueba o comparación de una o más características de un elemento para confrontar los resultados con los requisitos especificados, a fin de establecer el logro de la conformidad, para cada una de estas características.
Libramiento:	distancia apropiada entre el circuito eléctrico y tierra.
Mapa geológico:	mapa en el cual se registra información geológica tal como la distribución, naturaleza y edad de las unidades de roca, la presencia de características estructurales, depósitos minerales, localidades de fósiles y cualquier otro rasgo que se considere de importancia para el estudio que se efectúa.
Mufa:	dispositivo que sella el extremo de un cable y provee una salida aislada para los conductores del cable mismo.
Nivel ceraunico:	número de días con tormentas eléctricas registradas en un año.
Onda portadora:	sistema de comunicación de alta frecuencia a través de las líneas de transmisión eléctrica.

Pérdidas:	término aplicado a la energía o a la potencia que se pierde en la operación de un sistema eléctrico.
Protocolo:	conjunto de normas y reglas que coordinan el flujo de información entre diversos elementos que componen un enlace de comunicación teniendo como funciones básicas el establecimiento del enlace, transmisión de información, detección de fallas en la transmisión y corrección de errores.
Punto caliente:	lugar donde se presenta flameo debido a falso por conexión floja, en herraje o equipo.
Relevador microprocesado:	relevador de protección que basa su operación en microprocesadores, las señales de sus entradas analógicas de corriente y potencial son digitalizadas y las funciones de protección son realizadas mediante algoritmos numéricos programados en el “ <i>firmware</i> ” del relevador.
Resistividad del suelo:	resistencia eléctrica de un cm^3 de tierra medido entre caras opuestas.

Rocas ígneas:	rocas formadas por la consolidación de un material fundido total o parcialmente.
Rocas metamórficas:	rocas formadas como resultado de la transformación al estado sólido de rocas preexistentes, bajo condiciones de alta temperatura, alta presión o cambios químicos provocados por condiciones diferentes al ambiente generador.
Rocas sedimentarias:	rocas formadas por la cementación o consolidación de materiales transportados y depositados de la desintegración física o descomposición química de rocas preexistentes o por diversos procesos químicos o bioquímicos.
Sobrecarga:	condición de trabajo de un equipo en que se excede de su capacidad nominal.
Sobretensión:	valor de tensión cresta que excede la que existe a través de las terminales de aislamiento, cuando todas las terminales de fase del equipo a la cual pertenece dicho aislamiento, están energizadas con las tensiones de fase a tierra, que corresponden a una tensión de referencia dada de fase a fase.

Tap:	Punto de conexión a lo largo de un devanado que permite seleccionar un cierto número de vueltas.
Tensión de ruptura:	esfuerzo último a la tensión que soportan los conductores.
Terminal de aterrizaje:	parte conductora provista para conectar un dispositivo a tierra.
Tierra:	punto de referencia cuyo potencial eléctrico es igual a cero.
Toba:	roca piroclástica formada por cenizas y fragmentos de roca y minerales entre 2 y 64mm.
Transductor:	dispositivo convertidor de señales.
Varilla de tierra:	electrodos para la conexión a tierra de estructuras de líneas y subestaciones eléctricas.

RESUMEN

Las subestaciones eléctricas son el elemento más importante dentro de un sistema de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica dentro de un sistema de potencia. Debido a ello, es de suma importancia la realización de un programa de mantenimiento de los equipos dentro de la subestación eléctrica para asegurar un funcionamiento óptimo del mismo y por tanto, proveer una buena continuidad del servicio eléctrico.

El manual de procedimientos de mantenimiento de subestaciones eléctricas, equipos de alta tensión, esquemas de protección y comunicaciones de ETCEE-INDE pretende ser una guía para la normalización de los mantenimientos aunque puede servir como referencia aún cuando no se trate de subestaciones de dicha empresa.

Los mantenimientos referidos en el manual son divididos principalmente en 3 grandes tipos: mantenimiento de equipos de alta tensión, que son todos los equipos que permiten realizar maniobras dentro de la subestación, los que permiten las mediciones y los que permiten la transformación de energía; mantenimiento de esquemas de protección y comunicaciones, que es el equipo que protege los equipos dentro de una subestación además de asegurar la óptima continuidad de servicio de la misma y que va acompañada del equipo de comunicaciones que enlaza los datos obtenidos por los medidores del equipo de adquisición de datos de los esquemas de protección; y por último mantenimiento de subestaciones, que se refiere a todos los elementos dentro de una subestación que no precisamente sean eléctricos, tales como la caseta, el inmueble, la red de tierras y otros como son los soportes y accesorios que permiten mantener un nivel de aislamiento adecuado en la subestación.

Los equipos de alta tensión con que se trabaja en el manual son:

- Bancos de compensación reactiva
- Interruptores
- Pararrayos
- Seccionadores
- Transformadores de medición
- Transformadores de potencia

El capítulo de esquemas de protección y comunicaciones incluye:

- Relevadores de protección de distancia
- Relevadores de protección de sobrecorriente
- Relevadores de protección diferencial
- Cableado
- Equipo de onda portadora

Por último, el capítulo de subestaciones contiene mantenimientos a:

- Aisladores
- Red de tierras de la subestación
- Inmueble y caseta de la subestación

Por otra parte, estos mantenimientos están divididos en mantenimiento predictivo, preventivo o correctivo.

Esta división está basada en el criterio de la disponibilidad del equipo para su realización. Esto quiere decir, que los mantenimientos predictivos son aquellos en los cuales no se necesita desenergizar el equipo para su realización; Los predictivos si requieren de la desenergización del equipo para su realización; y por último los correctivos se refieren al reemplazo de partes o accesorios importantes del equipo así como la sustitución total del mismo.

OBJETIVOS

- GENERAL:
 - Proporcionar a la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE manuales de procedimientos para el mantenimiento de subestaciones, equipos de alta tensión, esquemas de protecciones y dispositivos de comunicación.

- ESPECÍFICOS:
 1. Contar con una base de datos de las condiciones físicas y topográficas que presentan los municipios de la república de Guatemala donde se ubican las subestaciones de ETCEE-INDE.
 2. Realizar una revisión de las causas principales de fallas dentro de las subestaciones de ETCEE-INDE para con ello minimizar las salidas de dichas subestaciones.
 3. Definir metodologías de mantenimiento con énfasis en la seguridad de personal.
 4. Definir una metodología adecuada para el mantenimiento de subestaciones, equipos de alta tensión, esquemas de protección y dispositivos de comunicación.

INTRODUCCIÓN

El INDE es la Empresa Eléctrica Estatal que participa en el Mercado Nacional y Regional de Energía Eléctrica, en forma competitiva y autofinanciable, cumpliendo las normas legales y técnicas establecidas. Su función social es llevar el servicio eléctrico a la población de menores recursos, que es uno de los objetivos centrales del INDE

El ETCEE, Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica es la empresa propiedad del INDE que se encarga del transporte y control de la energía eléctrica a nivel nacional.

La elaboración del manual de procedimientos para mantenimiento en subestaciones, equipos de alta tensión, esquemas de protecciones y dispositivos de comunicación del INDE-ETCEE pretende darle solución a la falta de documentación del INDE respecto a dicho tema.

No obstante, dicha elaboración involucra varios puntos a considerar, siendo uno de ellos la recopilación de manuales de operación de equipo y sus respectivos mantenimientos existentes, una correcta recopilación de información de las condiciones físicas en las que se encuentran las actualmente los equipos. Además debe definirse metodologías de mantenimiento con especial énfasis en la seguridad del personal.

Debido a la naturaleza del proyecto, todo lo que se dispone a normalizar por medio del manual se prevé que sea implementado a escala nacional por el INDE-ETCEE en lo que respecta al equipo.

1. EQUIPO ELÉCTRICO DEL INDE

A continuación, se enumera el equipo con el que cuentan las subestaciones eléctricas del INDE y a las que se les debe dar mantenimiento, el cual se describe posteriormente.

1.1 Aisladores

1.1.1 Aisladores rígidos para soporte

Estos aisladores se usan en primer término, para soportar buses rígidos y otros equipos eléctricos que operan sobre el valor del potencial de tierra. Los aisladores para los equipos y aparatos, se fabrican normalmente en porcelana y eventualmente en vidrio. Se encuentran disponibles en dos tipos principalmente: Tipo alfiler y tipo poste o soporte.

1.1.1.1 Aisladores tipo alfiler

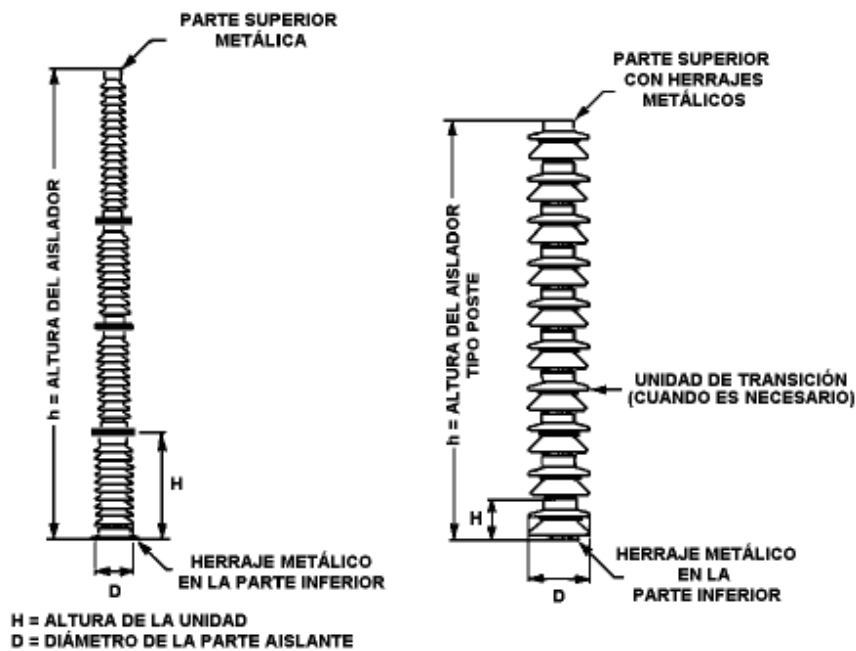
Estos aisladores se fabrican por lo menos con dos faldones de distinto diámetro, cementados juntos para satisfacer los requerimientos eléctricos. La separación y configuración de los faldones previenen, por lo general, los flameos provocados por las gotas de agua. El espacio amplio entre faldones permite la limpieza de las superficies expuestas para minimizar la acumulación de contaminación en la superficie.

Los faldones anchos de los aisladores son susceptibles de dañarse por los flameos y otras causas, y en algunos casos, quedar permanentemente dañados. Estos aisladores se encuentran disponibles en dos tipos, empacables y no empacables.

1.1.1.2 Aisladores tipo poste o soporte

Son el tipo que se usa con mayor frecuencia para la construcción de subestaciones nuevas, su perfil uniforme y menor diámetro mejoran la apariencia del aislador. Los aisladores tipo poste se fabrican, por lo general, de una sola pieza en porcelana, para formar con un cierto número de discos, la característica eléctrica requerida. En la figura siguiente se observa este tipo de aisladores.

Figura 1. Aisladores tipo soporte



Fuente: Autor desconocido, *Las sobretensiones y el dimensionamiento eléctrico en las subestaciones*.

Pág. 36.

1.1.2 Aisladores de suspensión

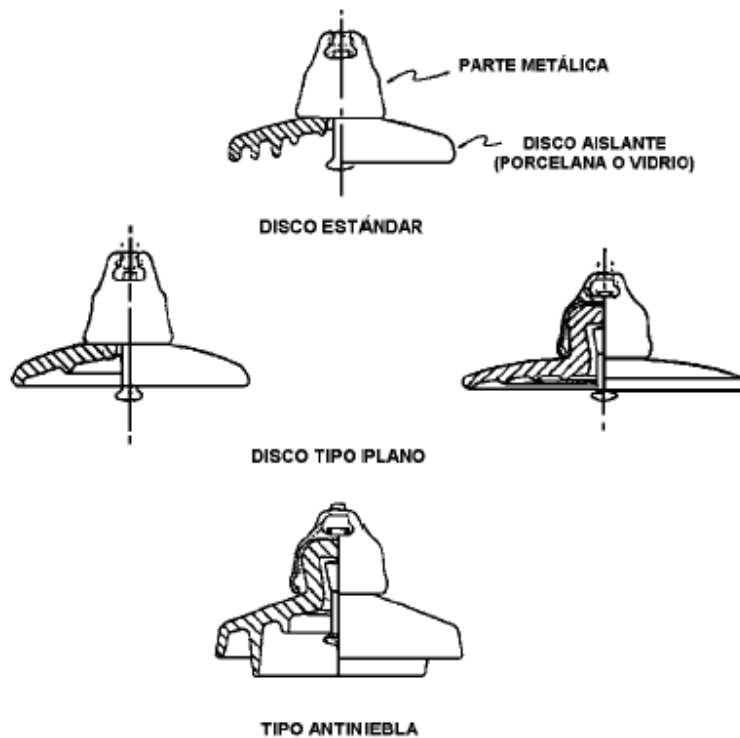
Los aisladores de suspensión se usan como aislamiento y soporte para los buses flexibles, en las subestaciones. Los aisladores de suspensión, se encuentran disponibles en varias formas para satisfacer los requerimientos individuales.

Los aisladores de remate tipo distribución, se pueden usar en los voltajes de distribución para los buses tipo flexible.

Los aisladores de suspensión tipo convencional, se usan normalmente para los buses de tipo flexible y se pueden suministrar para su fijación mecánica con clima o bola.

A continuación, se presenta la figura de un disco básico que forma parte de una cadena de aislamiento, cuya figura se muestra después.

Figura 2. Aisladores para formar cadenas en el soporte de barras flexibles



Fuente: Autor desconocido, **Las sobretensiones y el dimensionamiento eléctrico en las subestaciones.**

Pág. 39.

1.2 Bancos de capacitores

El objetivo de la colocación de bancos de capacitores, es la de reducir las pérdidas en la distribución, pues un banco de capacitores es capaz de entregar potencia reactiva al sistema, logrando con ello aumentar la capacidad de las líneas de transmisión, el aprovechamiento de la capacidad de los transformadores y la regulación de voltaje en los lugares de consumo.

Sin embargo, la presencia de capacitores en la red, exalta algunos fenómenos de armónicas, cuyo origen está en las cargas cada vez más controladas mediante la electrónica de potencia, que son fuentes de corrientes armónicas, que se generan en las cargas y tienden a ir hacia los generadores, deformando la tensión, y perturbando otras cargas, en lo que se llama empeoramiento de la calidad del servicio.

Los bancos de capacitores de alta tensión, generalmente se conectan en estrella con neutro flotante. Sin embargo, esto siempre depende de consideraciones tales como las armónicas, los dispositivos de protección y conexión y la conexión del sistema a tierra.

La conexión, en sistemas con neutro aislado o conectado a través de una impedancia, debe hacerse con el neutro flotante. De esta forma se evita la circulación, a través del banco de capacitores, de armónicas de corriente que producen magnitudes de corriente superiores al valor nominal y que pueden dañar los capacitores.

La principal ventaja de los bancos de capacitores con neutro flotante, es permitir el uso de fusibles de baja capacidad de ruptura.

1.2.1 Conexiones de un banco de capacitores

Los bancos de capacitores, con neutro flotante, se pueden agrupar formando tres diferentes tipos de conexiones, usando en todos los casos, fusibles individuales en cada capacitor.

- Estrella simple, un solo grupo
- Estrella doble, un solo grupo
- Estrella simple, doble grupo en serie

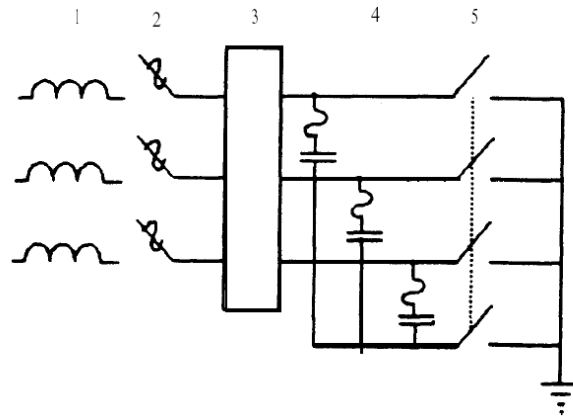
1.2.2 Partes de un sistema de banco de capacitores

Una instalación de banco de capacitores cuenta con el siguiente equipo:

- Reactores limitadores si fuese necesario (1)
- Elementos de protección (fusibles) (2)
- Interruptor de potencia (3)
- Unidades monofásicas de capacitores (4)
- Cuchillas de operación en grupo (5)
- Cuchillas para cortocircuitar grupos serie (opcional)

A continuación, se presenta un diagrama trifilar de las conexiones de un banco de capacitores, así como sus partes principales.

Figura 3. Conexiones de un banco de capacitores



Fuente: Comisión Federal de Electricidad de México. **Bancos de capacitores para subestaciones de distribución.** Especificación V8000-52, Pág. 3

1.2.3 Accesorios de los bancos de capacitores

- Pararrayos para protección
- CT's y PT's
- Dispositivo de descarga (resistencias)
- Relevadores de protección
- Tablero de control, protección y medición
- Conector de terminal de boquillas
- Terminales de tierra
- Orejas para montaje e izaje
- Placa de datos
- Resistencia de descarga
- Estructura metálica para soporte
- Barras y/o cables de conexión
- Aisladores de soporte y/o suspensión
- Accesorios de soporte, conexión, fijación, terminales, conectores, ménsulas, brazos de montajes y tornillería.

1.3 Bancos de tierra

Consiste en un transformador cuya función es conectar a tierra el neutro de un sistema y proporcionar un circuito de retorno a la corriente de corto circuito de fase a tierra.

Si en un sistema de potencia con neutro flotante ocurre un corto circuito a tierra, no hay camino de regreso para la corriente de corto circuito. El sistema podrá seguir en operación pero con las otras dos fases al elevar su tensión a un valor mayor a 1.73 p.u. de $\sqrt{3}$ veces el valor de la tensión nominal entre fases, lo cual ocasiona una sobre tensión permanente a la frecuencia del sistema que afecta tanto al transformador como al propio sistema. Para evitar esto, se debe considerar un camino extra para la corriente de regreso a tierra. Este camino se establece conectando un transformador especial llamado banco de tierra.

1.3.1 Tipos de bancos de tierra

Para lograr este cometido, existen 2 tipos de bancos de tierra, los cuales son:

- **Transformador de tierra:** con conexión estrella y neutro a tierra en el lado de alta tensión, y delta en el de baja tensión. La conexión en estrella debe tener su neutro con conexión fuera del tanque, para conectarse sólidamente a tierra.
- **Transformador de tipo zig-zag:** es un transformador especialmente diseñado para banco de tierra; su impedancia en secuencia positiva es muy alta, mientras que en secuencia cero es baja; el neutro que sale del tanque a través de la boquilla, se conectará sólidamente a tierra. Este neutro debe soportar una corriente de 1800 A durante al menos un minuto de tiempo.

1.4 Esquemas de protección

Un esquema de protección es un grupo o arreglo de dispositivos que se interconectan o interrelacionan para proteger los equipos eléctricos primarios, detectando condiciones anormales de operación para evitar o reducir daños mayores al elemento primario.

1.4.1 Propósito de un sistema de protección

El propósito de un sistema de protección en una red eléctrica, es la de detectar y aislar lo más rápido posible un área que tenga problemas, y con ello, mantener seguro el resto del sistema eléctrico para mantener una continuidad del suministro.

1.4.2 Problemas que puede presentar un sistema de protecciones

Cuando no se cumplen los requisitos de operación correcta, es debido a que alguno de los siguientes enunciados se cumple:

- Problemas en los relevadores
- Problemas en transformadores de corriente y sus conexiones
- Problemas en transformadores de voltaje y sus conexiones
- Pérdida de voltaje en los circuitos de control
- Relevadores de protección dañados
- Problemas en los interruptores de potencia
- Pérdida de voltaje de control
- Bobina de disparo del interruptor de potencia abierta o quemada
- Corto circuito en el circuito de disparo del interruptor de potencia
- Falla mecánica en el mecanismo de operación del interruptor de potencia
- Falla de los contactos principales

1.4.3 Relevadores de protección

Son dispositivos, cuya principal función es detectar equipos o líneas eléctricas, que se encuentran en condiciones anormales o peligrosas para iniciar las acciones apropiadas en los circuitos de control y aislar las áreas con problemas

La función de los relevadores es, entonces, la de detectar e iniciar la desconexión del área con problemas, y la función de los interruptores de potencia, es de interrumpir el flujo de electricidad en las áreas con dificultades.

La mayoría de los relevadores de protección cumple funciones de protección primaria; pero, para protección de respaldo, la utilización de relevadores de sobrecorriente direccionales y no direccionales, es generalizado en los sistemas de potencia, tanto para alimentadores de distribución, en donde por lo general, se utiliza como única protección, pero en las centrales generadoras y subestaciones de transmisión, se utiliza como protección de respaldo para transformadores y líneas de transmisión.

Esto, debido a su característica de simplicidad, seguridad y confiabilidad, para lo cual se requiere de una adecuada aplicación y coordinación de todos los elementos del sistema.

Para su adecuada aplicación, se requiere tomar en cuenta lo siguiente:

- Tipo de relevador
- Tipo de curva y tiempos de operación
- Rango de ajuste de corriente de arranque
- Necesidades de mantenimiento

Por su característica de funcionamiento, se clasifican en:

- Relevadores de sobrecorriente de acción instantánea
- Relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso

Por su principio de operación, se pueden clasificar en:

- Electromecánicos
- Electrónicos analógicos
- A base de microprocesadores

El INDE posee en las subestaciones modernas, los que son a base de microprocesadores, los cuales no requieren de mantenimientos mecánicos.

De cualquier forma, según sea su principio de operación, debe cumplir con las características necesarias para cierta flexibilidad en su aplicación, como las siguientes:

- Ajustar el nivel de arranque en forma discreta en cierto rango. (taps seleccionables)
- Ajustar el tiempo de operación para determinado valor de corriente, en cierto rango de tiempo. (ajuste de palanca o *Time Dial*)

Generalmente se manejan los siguientes tipos de curvas:

- Tiempo definido: este tipo de curva puede aplicarse donde no hay necesidad de coordinar con otros dispositivos; además, de que la corriente de falla no varía para coordinaciones en generación máxima y mínima, así como para bus local y remoto.

- Moderadamente inverso: es parecido a la de tiempo definido. Su aplicación no es muy recomendable en alimentadores, pero sí, en cargas específicas o motores.
- Normalmente inverso: donde hay grandes variaciones en la corriente de falla por cambios de generación o switcheos de línea, generalmente permite una adecuada coordinación en sistemas muy grandes.
- Muy inverso: pueden utilizarse para coordinar con fusibles, aún cuando es menos deseable que el extremadamente inverso. Su utilización es muy pequeña, donde existen variaciones pequeñas de corriente de falla entre el bus local y el remoto y donde el tiempo de libramiento de falla cercana es más importante.
- Extremadamente inverso: es el que mejor coordina con fusibles y reclosers sobre el mismo circuito.

1.4.3.1 Relevador de sobrecorriente de acción instantánea (50)

Éste opera instantáneamente al pasar la corriente un límite preestablecido mediante ajuste.

Para el caso de los 50 a base de microprocesadores, el proceso es muy diferente, pues el valor de corriente es comparado en forma numérica, mediante instrucciones contenidas en un programa de computadora, que se ejecuta constantemente para obtener la respuesta en un relevador auxiliar.

El relevador más utilizado en el INDE es el de marca SEL, a base de microprocesadores, y para las pruebas, se utiliza en equipo de pruebas Omicron,

1.4.3.2 Relevador de sobrecorriente de tiempo inverso (51)

Es un relevador que funciona con característica de tiempo-corriente. Se puede ajustar para controlar su corriente mínima de operación, así como también se puede configurar para controlar su tiempo de operación en función de la corriente que circula por el mismo.

El ajuste de arranque se obtiene mediante derivaciones de la bobina de corriente, para variar el número de vueltas y mantener el mismo número de amper-vueltas necesarias para mover el disco, donde se aplica la corriente. En tanto, el tiempo se ajusta mediante el ángulo de desplazamiento del disco, a través de la palanca de tiempo.

Los relevadores a base de microprocesadores, se simplifican en cuanto a los componentes físicos, ya que los elementos necesarios para obtener las diferentes características, se obtienen aplicando la ecuación correspondiente en las instrucciones del programa que simula estas características.

1.4.4 Elementos de protección del transformador

Los elementos de protección del transformador, son:

- Relevador Buchholz: relevador que opera con gran rapidez, en caso de fallas internas o mayores. Tiene una gran sensibilidad incipiente a las fallas. Cuando un relevador Buchholz opera, se deben seguir las siguientes reglas:
 - Operación de alarma, sin operación de disparo.
 - Desenergizar el transformador y hacer la prueba de análisis de gases.
 - Operación de disparo sin alarma.

- Opera la alarma y prácticamente al mismo tiempo el transformador se dispara. Realizar el análisis de gases y proceder como en el punto inicial.
- En algunos casos, al sacar de servicio un transformador y conforme se va enfriando, puede llegar a operar la alarma, debido a la existencia de un poco de gas en el relevador y a ondulaciones en la superficie de separación gas-aceite que dan lugar a movimiento en el flotador de alarma, por lo que conviene hacer una purga antes de energizar
- Relevadores de sobrepresión: en relevadores con sello hermético, el disparo con Buchholz no es aplicable, por lo que se usa una unidad de sobrepresión. También se puede usar un relevador de presión súbita, el cual responde a la velocidad de cambio de la presión y no al valor mismo de ésta.
- Relevadores de temperatura: son termómetros acondicionados a microinterruptores calibrados a temperaturas específicas, los cuales se utilizan para arranque de grupos de ventiladores para enfriamiento, así como para mandar alguna señal de alarma o de disparo para desconexión de carga. Los que miden temperatura de aceite son los 26Q y los de temperatura de devanado son 49T.

1.4.5 Clasificación de los relevadores

Los relevadores de protección, se pueden clasificar de diferentes maneras, como son:

- Por función
- Por señales de entrada
- Por principios de operación
- Por características de funcionamiento

1.4.5.1 Clasificación por función

- Relevadores de protección: estos deben detectar cualquier falla en el sistema e inicia la desconexión de la parte fallada.
- Relevadores de regulación: supervisan constantemente los parámetros del sistema y actúan para corregir desviaciones provocadas por las variaciones de la carga.
- De recierre y sincronización: también llamados de programación. Estos relevadores permiten la restauración de la parte afectada del sistema, después de un libramiento.
- De monitoreo: se usan para supervisar constantemente las condiciones del sistema de potencia, como también los esquemas de protección o canales de comunicación y proporcionan información al operador, generalmente a través de un cuadro de alarmas.
- Auxiliares: operan accionados por otros relevadores para amplificar la capacidad de contactos, la multiplicación de contactos, aislamiento eléctrico entre varios circuitos de centros y la indicación de bandera y sello.

1.4.5.2 Clasificación por parámetros de entrada

- De corriente: 50, 51, 87, ...
- De voltaje: 27, 25, 59, ...
- De potencia: 67W, 32P, 21, ...
- De presión: 63P, ...
- De frecuencia: 81, ...
- De flujo; 63H, ...
- De temperatura: 49, ...

1.4.5.3 Clasificación por principio de operación

Los electromecánicos se pueden subclasificar en:

- De atracción magnética
- De inducción
- De bobina móvil
- Térmicos
- Misceláneos
- Mecánicos

Los de estado sólido se pueden clasificar en:

- Componentes semiconductores
- Circuitos integrados

Los relevadores digitales son los que prescindiendo de los componentes discretos para realizar las acciones de relevador, trabajan a base de cantidades numéricas, las cuales están determinadas por los parámetros de entrada y son procesadas por uno o varios microprocesadores, resolviendo las ecuaciones que representan la acción de uno o varios relevadores simultáneamente.

1.4.5.4 Clasificación por características de funcionamiento

- Sobrecorriente instantánea
- Sobrecorriente de tiempo inverso
- Distancia
- Diferencial

- Voltaje
- Potencia
- Onda viajera
- Comparación direccional
- Comparación de fase
- Alta o baja velocidad
- Fase o tierra

1.4.6 Aplicación de relevadores de protección

Una vez que en el sistema se ha presentado una falla, es necesario tomar acciones correctivas en forma inmediata para identificar y desconectar la parte fallada del sistema para evitar una desestabilización del mismo.

El tiempo de respuesta puede variar de 0 a 0.3 segundos para protecciones primarias o hasta 2 segundos para protecciones de respaldo.

Los tiempos pueden variar dependiendo de lo siguiente:

- La gravedad de la contingencia
- Las condiciones del sistema
- El nivel de voltaje de operación
- Las características de la protección

Es obvio que no es posible confiar en estas acciones para que las realice una persona, por lo que necesariamente deberán ser realizadas por los equipos especialmente diseñados para este propósito y que se conoce como relevadores de protección. Para cada tipo de falla existe uno o varios relevadores específicos para detectarlos, y tomar las acciones exactas para corregir o eliminar esta condición.

Las acciones que deberán tomar los relevadores de protección, así como sus parámetros de operación deberán ser proporcionados por un especialista que conozca el funcionamiento de estos equipos, y además, tenga conocimiento del comportamiento del sistema de potencia. A continuación, se describen los relevadores de protección más usados:

Tabla I. Relevadores de uso común

No. ASA	Descripción	Función
50	Relevador de sobrecorriente de operación instantánea	Detecta un cambio súbito de la magnitud de corriente y produce una salida instantánea.
51	Relevador de sobrecorriente de tiempo inverso	Detecta cambios moderados en la magnitud de la corriente, y su respuesta en tiempo es inversa a la magnitud de la corriente.
21	Relevador de distancia	Mediante la supervisión de la impedancia de una parte del sistema, detecta la presencia de fallas en determinada zona del mismo
32	Relevador direccional	Mediante la comparación de los ángulos entre dos magnitudes diferentes, determina la dirección de la falla.
87	Relevador diferencial	Comparando las magnitudes y dirección de las corrientes entre dos puntos del sistema, detecta fallas entre estos dos puntos.
67	Relevador direccional de sobrecorriente	Es una combinación del 32 con el 50 o el 51 para detectar la dirección de las fallas.
67W	Relevador direccional de potencia	Supervisa la dirección y la magnitud del flujo de potencia activa.
46	Relevador de pérdida de campo	Supervisa y detecta la pérdida de excitación en los generadores.

No. ASA	Descripción	Función
79	Relevador de recierre	Realiza el proceso de normalización de la parte del sistema que se ha desenergizado para liberar una falla.
27	Relevador de bajo voltaje	Supervisa y detecta cuando el voltaje es menor a un valor predeterminado.
59	Relevador de sobre-voltaje	Supervisa y detecta cuando el voltaje ha rebasado un valor predeterminado.
81	Relevador de frecuencia	Supervisa y detecta cuando la frecuencia del sistema ha bajado de un valor predeterminado.
25	Relevador de verificación de sincronismo	Supervisa y permite la sincronización de dos sistemas diferentes.
49	Relevador de temperatura	Supervisa la temperatura de determinados equipos del sistema.
63	Relevador detector de gases	Detecta la presencia de gases por descomposición del aceite en transformadores o reactores.
86	Relevador auxiliar de disparo	Auxiliar de mayor capacidad de contactos que al operar queda sosteniendo disparos y bloqueos.
94	Relevador auxiliar de disparo	Proporciona mayor capacidad de contactos, y a veces se usa como relevador de sello y con bandera.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad de México. **Principios de operación y ajustes de protecciones en sistemas de transmisión.** Págs. CR-3 a CR-6

1.4.7 Equipo eléctrico primario

Se refiere a las protecciones primarias, además de los equipos para realizar maniobras. Los equipos más importantes dentro de esta categoría son:

- Fusibles
- Seccionadores
- Interruptores
- Reactores

Los cuales son explicados cada uno separadamente en otras secciones de este capítulo.

1.5 Estructuras

Las principales aplicaciones de las estructuras en la ingeniería electricista, son las siguientes:

- Soportes de equipos y barras de estaciones eléctricas
- Soportes de barras en instalaciones, y tableros eléctricos
- Bandejas portacables y sus elementos de soporte
- Elementos de instalaciones (máquinas, equipos, etc.) que requieren bases, soportes, etc.

La estructura es la manera de conseguir la máxima resistencia con el mínimo material, mediante la utilización más apropiada de las formas y los materiales. Conseguir lo máximo mediante lo mínimo.

1.5.1 Continuidad y estructuras

El elemento estructural único, aislado, no existe; siempre tiene algo que sostener, puntos donde apoyarse y transmitir fuerzas. Los elementos que componen las construcciones son:

- columnas
- vigas
- fundaciones

Estos elementos están relacionados entre sí en la estructura. El hombre construye elementos, piezas, partes, y las estructuras son continuas cuando están constituidas por una sola pieza, discontinuas cuando se arman con piezas separadas.

Las estructuras sin continuidad son las más comunes, isostáticas; la deformación de un elemento no es transmitida a los otros, en las uniones no hay rigidez, son articulaciones.

Las estructuras con continuidad (especialmente de hierro, acero, soldadas) pueden ser hiperestáticas; en ellas la deformación de una parte se transmite a las otras.

La elástica muestra cómo la deformación de la viga, se transmite a las columnas; no hay articulación en este caso, entre vigas y columnas.

En las construcciones de hormigón, no es fácil distinguir si son isostáticas o hiperestáticas; esto se descubre observando pequeñas fisuras que ayudan a adivinar la elástica y por lo tanto, a clasificar correctamente la estructura.

Las estructuras de hormigón que en la zona de unión entre elementos tienen continuidad de los hierros de armadura son hiperestáticas; mientras que, cuando los hierros no son continuos, aparecen fisuras en el hormigón, y las estructuras son isostáticas (articuladas).

Las estructuras hiperestáticas son más económicas, más livianas, menos deformables, más complejas.

La menor deformabilidad es una desventaja cuando algún vínculo (por ejemplo el suelo) se deforma y deja de actuar como lo previsto.

1.6 Hilo de guarda

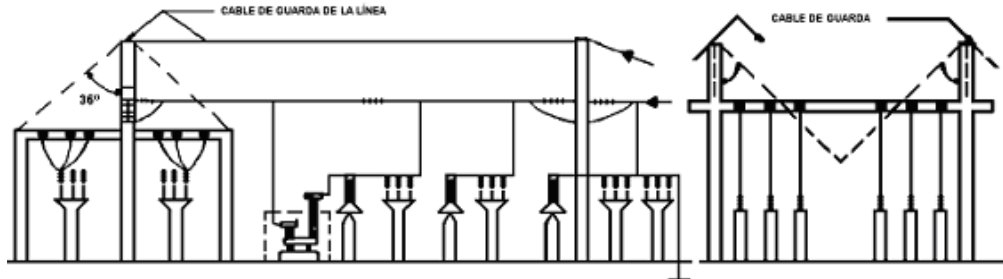
La función que tiene el hilo de guarda en las líneas de transmisión y en las subestaciones, es proporcionar un blindaje o protección contra descargas directas; es decir, un blindaje bien diseñado evita las descargas a los conductores de fase y está determinado por la posición relativa de los hilos de guarda, respecto a los conductores de fase.

Los hilos de guarda también son conocidos con el nombre de cables de tierra, generalmente son de acero y se instalan encima de los conectores y conductores de fase, en un número y disposición tal que, el ángulo formado por la vertical con la recta que une al hilo de guarda con el conductor de una fase exterior, sea inferior a 45° y preferentemente 30° .

Los hilos de guarda se instalan directamente sobre la estructura, y por lo general, son de acero galvanizado, con una sección no inferior a 50 mm^2 , siendo en Guatemala, por lo general, de un diámetro de $3/8''$; usándose conectores para unirlos a la estructura y se conectan a tierra por lo menos en dos puntos con cable de acero galvanizado, también con una sección no inferior a 50 mm^2 .

En la gráfica siguiente, se puede observar el Aspecto de la posición del cable de guarda en una subestación eléctrica.

Figura 4. Aspecto de la posición del cable de guarda en una subestación eléctrica

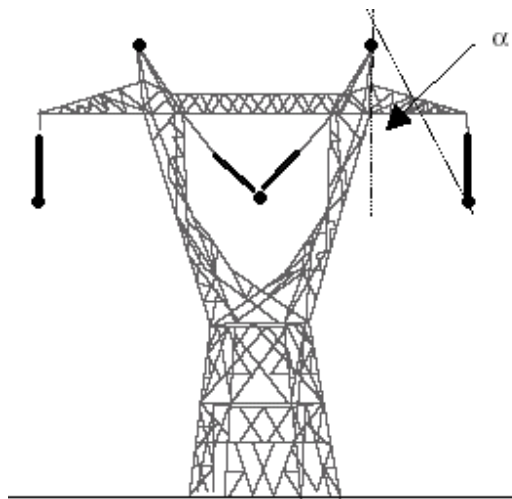


Fuente: Autor desconocido. **El blindaje y la coordinación de aislamiento en las subestaciones eléctricas.** Pág. 13.

En general, se puede establecer que las líneas con dos hilos de guarda, proporcionan un blindaje más efectivo que aquellos que sólo tienen un hilo de guarda.

En forma practica, el blindaje se expresa como el ángulo entre los hilos de guarda y los conductores de las fases de la línea, como se observa en la siguiente figura.

Figura 5. Ángulo de blindaje entre hilos de guarda ,y conductores



Fuente: Autor desconocido. **Notas sobre transitorios electromagnéticos.** Pág. 12.

1.6.1 Efecto del cable de guarda

Cuando el cable de guarda o el conductor neutro de las líneas de transmisión, se conectan a la tierra de la subestación, una parte considerable de la corriente de falla a tierra, se desvía lejos de la rejilla de aterrizaje de la subestación. Cuando existe este tipo de situación, se debe considerar para el diseño de la rejilla de aterrizaje, el cable de guarda o el conductor neutro.

Al conectar a la tierra de la subestación el cable de guarda o el conductor neutro, o ambos y ellos a su vez hacia las estructuras de las líneas de transmisión o postes de distribución, regularmente tendrá un efecto de incrementar el gradiente de potencial en las bases de las torres, mientras se reduce en la subestación.

Esto se debe a que cada torre que se encuentra cerca de la subestación compartirá el incremento del gradiente de potencial en cada incremento de voltaje de la plataforma de aterrizaje de la subestación, cualquiera que sea la causa, en lugar de afectarse sólo por una falla aislada en el lugar o por una descarga disruptiva en una de las torres.

Por el contrario, cuando ocurre una falla en una torre, el efecto del sistema de aterrizaje que se conecta a la subestación, debe disminuir la magnitud de los gradientes cercanos a la base de la torre.

1.7 Interruptores de potencia

El interruptor es un aparato de maniobra, mecánico, capaz de establecer, conducir e interrumpir corrientes en condiciones normales del circuito; y también de establecer, conducir por un tiempo determinado, e interrumpir corrientes en determinadas condiciones anormales, como las de cortocircuito.

Se denominan interruptores de potencia para diferenciarlos de otros dispositivos que no son capaces de interrumpir un circuito en condiciones de falla por no tener la capacidad de ruptura necesaria, aún cuando están diseñados para aislar partes del circuito.

El interruptor es, después de un transformador, el dispositivo más importante dentro de una subestación. El comportamiento de éste, determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia.

El interruptor debe ser capaz de interrumpir corrientes eléctricas de intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de amperios, a las inductivas de varias decenas de kilo amperios, que se producen durante un corto circuito.

Los interruptores, en posición abierta, deben resistir entre sus terminales, por tiempo indefinido, una tensión fuera de fase, con el ángulo de fase entre los dos voltajes que varíe continuamente.

1.7.1 Partes de un interruptor

1.7.1.1 Parte activa

Se refiere a las cámaras de extinción de arco que soporta los contactos y el mecanismo de operación.

1.7.1.2 Parte pasiva

Es la parte formada por una estructura que soporta los depósitos de aceite, si los tuviera, en los que se aloja la parte activa. Las funciones de la parte pasiva son:

- Proteger al interruptor, mecánica y eléctricamente.
- Ofrecer puntos de apoyo para el alzamiento y transporte del interruptor.
- Ofrecer espacio para la instalación de accesorios.
- Soportar los recipientes de aceite, si los tiene, además del gabinete de control.

1.7.2 Accesorios del interruptor

Son las partes secundarias del interruptor, las cuales se mencionan a continuación:

- Bushings, por lo general de polímeros o porcelana, con CT opcional
- Válvulas de llenado, descarga y muestreo del fluido aislante
- Conectores para aterrizaje
- Placa de datos
- Gabinete de control
- Indicador visual de la posición, cerrado o abierto
- Cableado interno de control
- Contador de ciclos de operación
- Conmutador de contactos auxiliares
- Placa de conexión a tierra
- Dispositivo de medición de densidad y presión del gas SF₆, si lo hay
- Válvulas
- Anillos equipotenciales
- Capacitores para mejorar la distribución del potencial

El accionamiento del interruptor puede ser de 3 tipos:

- Tipo neumático
- Tipo electro-hidráulico
- Por medio de resorte.

1.7.3 Accesorios de los accionamientos

1.7.3.1 Accionamiento a resorte

Este tipo de accionamiento cuenta con los siguientes accesorios:

- Indicador de carga del resorte
- Mecanismo de carga manual del resorte
- Manivela de carga manual con bloqueos eléctrico y mecánico

1.7.3.2 Accionamiento hidráulico

Este tipo de accionamiento cuenta con los siguientes accesorios:

- Manómetro indicador de la presión del sistema hidráulico o indicador del nivel del aceite.
- Medio de conexión para acoplar al sistema hidráulico, una bomba de aceite de emergencia.
- Válvulas para llenado, drenaje y muestreo del aceite del mecanismo.
- Válvulas de alivio de presión.

1.7.3.3 Accionamiento neumático

Este tipo de accionamiento cuenta con los siguientes accesorios:

- Manómetro indicador de la presión del aire comprimido.
- Filtro y dispositivo de secado del aire, si se requiere por diseño.
- Válvula de seguridad.
- Válvula para purga de condensado.
- Conexión para alimentación externa de aire.

Este accionamiento está en función del nivel de tensión de la subestación en la que se ubica.

Los interruptores pueden ser además colocados en sistemas trifásicos, como una unidad trifásica o 3 unidades monofásicas.

1.7.4 Medio de extinción y aislamiento interno

El medio para la extinción del arco eléctrico y aislamiento interno, en la mayor parte de los interruptores empleados por ETCEE-INDE, son de gas SF₆ (hexafluoruro de azufre) y cumple con los requisitos siguientes:

- a) Las características del gas SF₆ son las especificadas en la norma IEC 60376.
- b) La presión nominal del gas SF₆ a 20°C, no debe ser mayor que la presión nominal de diseño del interruptor.
- c) Las distancias internas de aislamiento a contactos abiertos en el polo, deben ser tales que, en caso de pérdida de presión de gas SF₆, hasta un valor igual a la atmosférica, el interruptor debe soportar en forma continua su tensión nominal entre terminales y a tierra.
- d) Los interruptores deben suministrarse con la carga suficiente de gas SF₆, para su operación normal.

1.8 Pararrayos

Los pararrayos son dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales, que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalanceo de sistemas.

1.8.1 Características del pararrayos

Un pararrayos confiable debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Comportarse como un aislador mientras la tensión aplicada no exceda de cierto valor predeterminado.
- Convertirse en conductor al alcanzar cierta tensión.
- Conducir a tierra la onda producida por la onda de sobretensión.

1.8.2 Funciones de un pararrayos

- Descargar las sobretensiones cuando su magnitud llega a la tensión disruptiva del diseño.
- Conducir a tierra las corrientes de descarga producto de las sobretensiones.
- Desaparecer la corriente de descarga cuando desaparezca la sobretensión.
- No debe operar con sobretensiones temporales de baja frecuencia.
- La tensión residual debe ser menor que la tensión que resisten los aparatos que está protegiendo.

1.8.3 Tipos de pararrayos

El ETCEE-INDE en su gran mayoría cuenta, para subestaciones eléctricas de potencia, con pararrayos de óxidos metálicos. A continuación, se explican los tipos de pararrayos según su tipo de fabricación.

1.8.3.1 Pararrayos autovalvulares

Son llamados pararrayos convencionales y están formados por una serie de resistencias no lineales de carburo de silicio, presentadas como pequeños cilindros de

material presado. Las resistencias evitan que, una vez iniciada la descarga de los explosores, se produzca una corriente permanente. A la vez, permite disminuir las distancias entre los electrodos, proporcionando una mayor sensibilidad al pararrayos, aún con sobre tensiones muy reducidas.

1.8.3.2 Pararrayos de óxidos metálicos

Dispositivo de protección para limitar sobre tensiones transitorias con resistores de característica no lineal de óxidos metálicos. Está basado en el óxido de zinc, el cual posee una menor linealidad en su resistencia, lo cual lo hace óptimo para este tipo de dispositivos.

Los pararrayos están constituidos de varias piezas de resistencia no lineal de óxido de zinc, apiladas dentro de una columna hueca de porcelana, sin entrehierros. En la parte superior de la porcelana, tienen una placa relevadora de presión, que en caso de una sobre presión interna, se rompe y permite escapar los gases hacia arriba, evitando daños laterales.

1.8.4 Clasificación de los pararrayos

1.8.4.1 Por su tipo de servicio

- Intemperie
- Estación
- Tipo intermedio

1.8.4.2 Por el nivel de contaminación donde se instala

Está definido según la siguiente tabla.

Tabla II. Factor de corrección en función de la contaminación

Nivel de contaminación		Distancia específica de fuga (mm/kVf-f)	Concentración de contaminación, método de niebla salina (kg/m ²)
I	Ligera	16	14
II	Media	20	40
III	Alta	25	112
IV	Extra alta	31	>160

Fuente: Normas IEC 815.

1.8.5 Accesorios del pararrayos

- Base aislante
- Contador de descargas
- Conectores terminales
- Placa de datos
- Anillos equipotenciales

1.9 Reactores de potencia

Los reactores de potencia son el medio más compacto y de mejor relación coste-eficacia para compensar la generación capacitiva en líneas de alta tensión de transmisión larga, o en sistemas de cables de gran longitud.

Las soluciones alternativas son más costosas, se traducen en mayores pérdidas, requieren más equipos y exigen recursos adicionales. Usados en servicio permanente para estabilizar la transmisión de potencia, o conectados solamente en condiciones de carga ligera para control de tensión, los reactores de potencia combinan alta eficacia con bajos costos de ciclo de vida, para reducir los costos de transmisión y aumentar los beneficios.

1.9.1 Partes de un reactor de potencia

1.9.1.1 Tanque

Son las partes encargadas de aislar los devanados internos del reactor, con el exterior. Además, sirve para almacenar de forma hermética el aceite refrigerante. Es la parte principal del cuerpo del reactor.

Accesorios del tanque:

- Válvulas de drenaje
- Válvulas para toma de muestra de aceite
- Radiadores
- Conservador
- Aceite de refrigeración
- Válvula de descarga de sobre presión
- Válvulas de cierre de aceite
- Ganchos y agarraderas
- Tapas
- Acoplamientos
- Cabinas de control
- Pararrayos
- Bridas

1.9.1.2 Base

La base es el soporte del tanque del reactor. La base es fabricada de vigas de perfil de acero soldadas al fondo del tanque y es adecuada para montar ruedas de pestaña, desmontables durante el transporte, para mover el reactor en cualquier dirección, sobre rieles de acero, formando caminos a 90° entre sí.

1.9.1.3 Devanados

Ésta se refiere al alambre arrollado alrededor del núcleo, que produce un circuito magnético de manera que pueda proveer la inductancia correspondiente.

Componentes del devanado:

- **El alambre que se usa para los arrollamientos:** es de cobre electrolítico de alta calidad.
- **Papel aislante:** Es de material termoestabilizado, el cual resiste, sin sufrir deterioro, aumentos de temperaturas de 65°C sobre una temperatura máxima de 40°C y un promedio de 30°C
- **Las espiras:** Son las que se forman a partir del arrollamiento del alambre.

1.9.1.4 Núcleo

Ésta es la coraza en la cual están arrollados los conductores del devanado. El núcleo está construido de láminas de acero al silicio con cristales orientados, libre de fatiga por envejecimiento, con pérdidas de histéresis reducidas y con una gran permeabilidad. Las hojas tienen un recubrimiento inorgánico aislante resistente a la acción del aceite caliente del núcleo.

1.9.1.5 Bushings

Son los terminales que conectan el devanado interior del reactor con el exterior, de manera hermética, incluso a fuertes presiones internas del tanque, a través de aisladores. Los bushings de 69kV o mayores, son por lo general, del tipo condensador, con aislantes de porcelana, completamente sumergidos en aceite y están provistos de una toma de potencial para mediciones.

1.9.1.6 Radiadores

Estos son los que permiten, haciendo que circule, ya sea de manera natural o con bombas, el enfriamiento del aceite refrigerante del tanque del reactor. Éstos pueden funcionar enfriando por aire o por agua, sea de manera forzada o natural, pudiéndose darse combinaciones de las mismas.

Los radiadores deben ser desmontables y que no se pierda aceite en el proceso, el cual permitirá un servicio continuo del reactor.

1.9.1.7 Sistema de preservación de aceite

Esto se refiere a los accesorios que permiten un suministro adecuado del aceite refrigerante y que incluye al tanque de reserva auxiliar, el cual sirve para mantener una reserva de emergencia de aceite. Además, éste actúa como un conservador durante fallas de la celda de aire. Este tiene una válvula de drenaje, un relé de gas, un indicador de nivel y una alarma.

1.9.1.8 Aceite

Es el aceite, de origen mineral, encargado de la refrigeración de los devanados del reactor.

1.9.1.9 Transformadores de medición de corriente y tensión

Son los que se encargan de transformar la corriente y la tensión a niveles reducidos para poder ser medidos de una forma segura.

1.9.2 Accesorios y equipos auxiliares

Son todos los dispositivos secundarios del reactor, los cuales tienen funciones variadas, pero son sobre todo de medición y de protección al reactor.

1.10 Reguladores de voltajes

Los mecanismos reguladores de tensión se usan dentro de los transformadores trifásicos con capacidades y tensiones superiores a 50MVA y 85 kV respectivamente. Dichos transformadores, salvo excepciones, van provistos por el fabricante respectivo, de un cambiador de derivaciones bajo carga, que mantiene la regulación de tensión en forma automática.

1.11 Seccionadores

El seccionador, también llamado cuchilla, es un aparato mecánico de conexión que asegura, en posición abierta, una distancia de seccionamiento que satisface condiciones especificadas.

Un seccionador es capaz de abrir y de cerrar un circuito cuando se establece o interrumpe una corriente de valor despreciable, o bien no se produce ningún cambio importante de la tensión entre los bornes de cada uno de los polos del seccionador.

Es también capaz de conducir corrientes en las condiciones normales del circuito, y de soportar corrientes por un tiempo especificado en condiciones anormales como las de cortocircuito. La característica principal del seccionador, es que puede abrir circuitos con tensión nominal, pero nunca cuando esté fluyendo corriente a través de ella, a diferencia de un interruptor.

1.11.1 Tipos de seccionadores

Se les clasifica por el plano en que se mueven las cuchillas, por la distancia de seccionamiento, por el número de columnas de aisladores que tienen por polo, dos o tres columnas, por la posición relativa de los polos, diagonal, paralelos, en fila india.

De acuerdo a la posición que guarda la base y la forma que tiene el elemento móvil, los seccionadores pueden ser:

- **Horizontal:** pueden ser de 3 postes. El mecanismo hace girar el poste central que origina el levantamiento de la parte móvil de la cuchilla. Para compensar el peso de la cuchilla, la hoja móvil tiene un resorte que ayuda a la apertura.
- **Vertical:** los 3 aisladores se hallan en forma horizontal y la base está en forma vertical.
- **Horizontal invertido:** las 3 columnas de aisladores se encuentran colgando de la base.
- **Pantógrafo:** son cuchillas de un solo poste aislante, sobre el cual soporta la parte móvil. Está formada por un sistema mecánico de barras conductoras que tiene la forma de los pantógrafos.

1.11.2 Elementos de los seccionadores

Los elementos principales de los seccionadores, son los siguientes:

- **Aisladores:** son de tipo columna o alfiler y fabricados de porcelana.
- **Mecanismo de operación:** el cual puede ser manual o motorizado, debiendo estar adecuado para una operación simultánea trifásica.

- **Gabinete de control:** aloja los mecanismos y comandos de operación y control necesarios para el comando del seccionador, incluyendo el mecanismo de operación.
- **Cableado interno**
- **Terminales y conectores:** que incluye las terminales para la puesta a tierra.

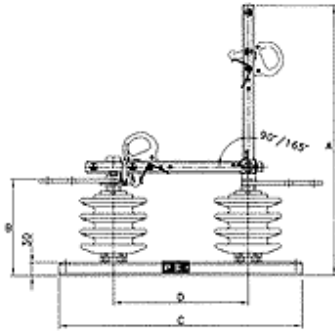
1.11.3 Accesorios de los seccionadores

Los accesorios con los que la mayoría de seccionadores cuentan, son:

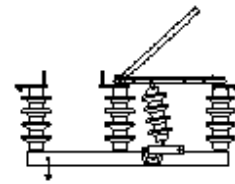
- Soportes de acero
- Placas de identificación
- Bloque de contactos auxiliares
- Varillas de operación, en algunos seccionadores de Bypass
- Arrancadores magnéticos del motor de operación
- Conmutadores limitadores del motor de operación
- Palanca de operación manual
- Protección contra fallas de alimentación de potencia
- Mecanismo de ajuste de desplazamiento de las cuchillas
- Medios para bloquear las cuchillas

En la figura que se presenta a continuación, es posible observar tipos de seccionadores.

Figura 6. Tipos de seccionadores



Seccionador unipolar a cuchilla



Seccionador tripolar con fusible

Fuente: Pág. Web www.stielectronica.com.br

1.12 Transformadores de medida

Debido a que no es posible manipular directamente las magnitudes presentes en la red, por su alto valor y la peligrosidad que esto conlleva, es necesario obtener magnitudes proporcionales que puedan ser enviadas a los instrumentos y dispositivos automáticos, y esto se hace para la corriente y la tensión con transformadores de medida, que en sus secundarios entregan magnitudes proporcionales a las primarias.

Se analizarán los transformadores de medida desde el punto de vista de las instalaciones eléctricas.

El transformador de medida está destinado a alimentar instrumentos de medida (indicadores, registradores, integradores) relés o aparatos análogos.

1.12.1 Transformador de corriente (CT)

Los transformadores de corriente, se utilizan para tomar muestras de corriente de la línea y reducirla a un nivel seguro y medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida, u otros dispositivos de medida y control.

Los valores nominales de los transformadores de corriente, se definen como relaciones de corriente primaria a corriente secundaria. Unas relaciones típicas de un transformador de corriente, podrían ser 600 / 5, 800 / 5, 1000 / 5.

Los valores nominales de los transformadores de corriente son de 5 A y 1 A. El primario de estos transformadores se conecta en serie con la carga, y la carga de este transformador está constituida solamente por la impedancia del circuito que se conecta a él.

1.12.1.1 Tipos de construcción

Los tipos de transformadores de corriente son:

- **Tipo primario devanado:** consta de dos devanados primarios y secundarios, totalmente aislados y montados permanentemente sobre el circuito magnético.
- **Tipo barra:** es similar al tipo primario devanado, excepto en que el primario es un solo conductor recto de tipo barra.
- **Tipo toroidal (ventana):** tiene un devanado secundario totalmente aislado y montado permanentemente sobre el circuito magnético, y una ventana a través de la cual puede hacerse pasar un conductor que proporciona el devanado primario.

- **Tipo para bornes:** es un tipo especial toroidal proyectado para colocarse en los bornes aislados de los aparatos, actuando el conductor del borne como devanado primario.

Los transformadores de corriente se clasifican de acuerdo con el aislamiento principal, usado como de tipo seco, rellenos de compuestos, moldeados o en baño de líquido.

Los transformadores de corriente deben ser capaces de soportar sin efectos dañinos, los esfuerzos mecánicos y térmicos impuestos por las corrientes de corta duración.

1.12.2 Transformador de potencial (PT)

Es un transformador devanado especialmente, con un primario de alto voltaje y un secundario de baja tensión. Tiene una potencia nominal muy baja y su único objetivo es suministrar una muestra de voltaje del sistema de potencia, para que se mida con instrumentos incorporados.

Además, puesto que el objetivo principal es el muestreo de voltaje, deberá ser particularmente preciso como para no distorsionar los valores verdaderos. Se pueden conseguir transformadores de potencial de varios niveles de precisión, dependiendo de que tan precisas deban ser sus lecturas, para cada aplicación especial.

1.12.2.1 Tipos de transformadores de potencial

1.12.2.1.1 Transformador de potencial inductivo (IPT)

Es el transformador de potencial común que emplea devanados en un circuito magnético para la transformación del nivel de tensión entre el primario y el secundario.

1.12.2.1.2 Transformador de potencial capacitivo (CPT)

Es un transformador de potencial, compuesto por un divisor capacho y una unidad electromagnética, diseñados e interconectados de tal forma que la tensión secundaria de la unidad electromagnética es directamente proporcional y está en fase con la tensión primaria aplicada al divisor capacitivo para todos los valores de cargas secundarias, dentro del rango del transformador.

La unidad electromagnética contiene esencialmente una reactancia inductiva, aproximadamente igual a una reactancia capacitiva a la frecuencia nominal de las dos capacitancias del divisor conectado en paralelo y un transformador para reducir la tensión intermedia al valor requerido de tensión secundaria.

1.12.3 Accesorios de los transformadores de medición

Los accesorios con los que debería contar los transformadores para medición son:

- Soporte de acero galvanizado para montaje en fundiciones de hormigón, con pernos de anclaje.
- Indicador de nivel de aceite, con indicación de las posiciones "mínima y máxima".
- Medio adecuado para levantar de manera segura el transformador completamente ensamblado y lleno de aceite.
- Dispositivo para drenaje, muestreo y llenado de aceite.
- Placa metálica de identificación a prueba de intemperie y corrosión.
- Placa metálica que muestre los devanados y sus diagramas de conexión con todos los datos pertinentes.
- Placas de advertencia que contengan las precauciones que deben guardarse en las conexiones de los terminales.

- Aceite aislante.
- Anillos equipotenciales.
- Placa de conexión a tierra.
- Conectores de alta tensión.

1.12.4 Ubicación de los dispositivos de medición

En la red se realizaron mediciones de magnitudes de origen, corriente y tensión, además de magnitudes derivadas, por ejemplo potencia, impedancia, etc. Se presenta la necesidad de medir en cada salida, en los acoples, en las entradas, y resultan ubicaciones de los dispositivos de medición, de los transformadores de medida.

Los puntos en los cuales es conveniente disponer estos aparatos, son:

- En las líneas de entrada y salida, corriente y tensión.
- A ambos lados de un transformador medir corriente, en cambio del lado contrario a aquel desde el cual se alimenta normalmente el transformador, medir tensión, si el transformador tiene neutro, medir corriente de neutro.
- En barras se mide tensión, es útil para conocer el estado antes de conectar cargas o cerrar paralelos.
- Cuando hay acoplamiento debe haber medición de corriente en el acople, y medición de tensión a ambos lados (en cada una de las barras, que podrían estar separadas).
- Las mediciones de corriente de fases normalmente son trifásicas, la cantidad de transformadores de corriente necesarios es tres (sumando las tres corrientes se obtiene la homopolar, presente sólo en circunstancias especiales), si el sistema no tiene neutro, es posible tener indicaciones válidas de la corriente de las tres fases con sólo dos transformadores (normalmente la suma de las tres corrientes es nula).

- La medición de la corriente homopolar por suma de las tres corrientes de fase, se logra con error que puede ser importante, se prefiere entonces medir esta magnitud con un transformador de tipo toroidal que abraza todos los conductores de fase.
- Las mediciones de tensión pueden hacerse en las tres fases, midiendo fase tierra, o bien en dos fases (conectando los transformadores en V) con transformadores que miden fase-fase. En la primera modalidad de conexión se obtienen las tres tensiones simples (y componiéndolas se pueden obtener las tensiones compuestas y la homopolar), de la segunda sólo las tensiones compuestas.
- En ciertos casos, especialmente si la medida es sólo para decidir paralelos es suficiente un solo transformador de tensión en cada lado.

1.13 Transformadores de potencia

En las estaciones de transformación, la parte más importante está ciertamente representada por los transformadores, tanto por la función que ellos desarrollan como por su costo respecto a las otras partes de la instalación.

El transformador es el encargado de cambiar la magnitud de las tensiones eléctricas.

1.13.1 Partes de un transformador

1.13.1.1 Parte activa

Se refiere a elementos que forman parte ya sea del circuito eléctrico o magnético de los transformadores. Esta parte agrupa los siguientes elementos:

- **Núcleo:** este constituye el circuito magnético y está formado de láminas de acero al silicio.
- **Bobinas:** estas constituyen el circuito eléctrico. Se fabrican utilizando alambre o solera de cobre o aluminio.
- **Cambiador de derivaciones:** constituye el mecanismo que permite regular la tensión de la energía que fluye de un transformador.
- **Bastidor:** está formado por un conjunto de elementos estructurales que rodean el núcleo y las bobinas.

1.13.1.2 Parte pasiva

Consiste en el tanque donde se aloja la parte; se utiliza en los transformadores cuya parte activa va sumergida en líquidos.

El tanque debe ser hermético, soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente, proteger eléctrica y mecánicamente al transformador, ofrecer puntos de apoyo para el transporte de la carga del mismo, soportar los enfriadores, bombas de aceite, ventiladores y los accesorios especiales.

1.13.2 Accesorios del transformador

Se refiere al conjunto de partes y dispositivos auxiliares en la operación y que facilitan las operaciones de mantenimiento.

Los principales elementos dentro de esta categoría son:

- **Cambiador de derivaciones:** permiten modificar la relación de transformación del transformador. Éstos pueden ser de 2 tipos:
 - **Cambiadores de derivación sin carga:** que son diseñados para ajustar la relación de transformación, desconectando el transformador.
 - **Cambiador de derivación con carga:** se diseñan para trabajar bajo carga puesto que se debe alimentar de forma continua la carga, aun cuando se esté llevando a cabo el cambio.

- **Relevador de flujo:** este relevador es de protección y opera por el movimiento brusco de un líquido, siendo en el caso del transformador, el aceite aislante. Este relevador se coloca entre el cambiador de derivaciones bajo carga y su tanque conservador.

- **Relé Buchholz:** este opera por el flujo de gases o acumulación de los mismos en su interior, debido a alguna falla, las cuales podrían ser las siguientes:
 - Gases producidos por una ruptura de una conexión que produce arco.
 - Cuando existe una falla de aislamiento contra tierra, la que provoca quemaduras en el aislamiento sólido que genera gran cantidad de gases.
 - Gases formados al producirse un corto circuito brusco entre espiras o entre devanados.
 - Gases formados, producidos por corrientes que calientan el aceite y que son originadas porque las juntas entre los núcleos y culatas no están bien apretados o si el aislamiento de las chapas es defectuoso.

- **Termómetros:** el dispositivo llamado de imagen térmica evita que los transformadores sean sometidos a sobrecargas y por ende a elevaciones de temperatura inadmisibles.

- **Relevador de presión súbita:** los relevadores diferenciales son usados frecuentemente para detectar fallas en el aislamiento del transformador. En el caso de una falla interna en un transformador sumergido en aceite, la presión del tanque se incrementa rápidamente debido al arqueado dentro del aceite.
- **Relevador de sobre presión:** los dispositivos de sobre presión protegen al resto de los elementos de un transformador contra los esfuerzos mecánicos, que se producen al elevarse la presión del aceite de un transformador producto de una falla interna o de la operación anormal del transformador.
- **Indicadores de nivel de líquido:** permiten ver en el tanque conservador el nivel de aceite.
- **Sistema de preservación de aceite:** su función es la de mantener el nivel normal de aceite en el tanque principal del transformador para compensar las variaciones del nivel originadas por cambios en la temperatura.
- **Secadores de aire:** están con el fin de evitar que se contamine el aceite del tanque con humedad. Para lograr el secado, se hace pasar el aire del respiradero por un compuesto secante llamado silicagel.
- **Boquillas:** su función es permitir la conexión eléctrica entre las terminales de devanados y el circuito exterior del transformador, manteniendo aislamiento y hermeticidad.
- **Bombas e indicadores de flujo:** sirven para incrementar el flujo de aceite a través de los radiadores de enfriamiento de aceite, con el fin de acelerar la disipación del calor generado por el transformador.

- **Ventiladores:** tiene la función de dirigir un flujo de aire sobre la superficie de los radiadores, con el propósito de incrementar la disipación del calor.
- **Gabinete de control:** la finalidad es de ubicar en forma fácil y concentrada las terminales de medición, protección y control del transformador.
- **Radiadores:** son los intercambiadores de calor que permiten incrementar la disipación del calor.

2. LA RED DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (SNI)

2.1 El Sistema Nacional Interconectado

El Sistema Nacional Interconectado está integrado por un conjunto de instalaciones, centrales generadoras, subestaciones, líneas de transmisión, redes de distribución en general, por la infraestructura eléctrica propiedad del INDE, de la EEGSA, EE, los GP y los co-generadores, instalada en la república de Guatemala y destinada a la prestación del servicio público de energía eléctrica, en la forma y términos establecidos en los ordenamientos legales sobre la materia.

La componente fundamental del S.N.I. es la Red Troncal, constituida por el conjunto de centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones y transformadores, que debido a su función principal de generar e interconectar las principales instalaciones y a su ubicación estratégica, se consideran de importancia vital para el Sistema Nacional Interconectado. Las líneas de sub-transmisión y distribución en conjunto con el resto de subestaciones y transformadores, coadyuvan al transporte del fluido eléctrico.

El sistema nacional interconectado tiene como finalidad primordial, proporcionar a los usuarios actuales y potenciales, un servicio de energía eléctrica que cumpla los objetivos básicos de seguridad, continuidad, calidad y economía, entendiéndose estos objetivos para fines de este reglamento, como se indica a continuación:

- **Continuidad:** la acción de suministrar ininterrumpidamente el servicio de energía eléctrica a los usuarios, de acuerdo a normas legales y reglamentos vigentes aplicables.

- **Calidad:** la condición de tensión y frecuencia del servicio eléctrico de acuerdo a normas legales y reglamentos vigentes aplicables.
- **Economía:** el uso óptimo de los recursos considerando las unidades generadoras más convenientes en cada momento y la asignación de la potencia adecuada, según la disponibilidad, el costo y el consumo de combustible usado, y las pérdidas de energía en la transmisión.
- **Seguridad:** habilidad del sistema de soportar contingencias no planeadas por la misma degradación en los valores de frecuencia, voltaje, flujos de potencia y posiciones angulares permitidas.”

Los 3 niveles de alto voltaje que emplea es S.N.I. son 230kV, 138kV y 689kV que se pueden encontrar en las diferentes líneas de transmisión de alta tensión. Por lo general, las centrales generadoras mayores operan a un voltaje de 13.8kV y luego por medio de subestaciones se eleva el voltaje a cualquiera de los 3 niveles descritos anteriormente.

2.2 Las subestaciones eléctricas

ETCEE-INDE posee actualmente 75 subestaciones eléctricas, sin incluir las de las propias de las centrales generadoras y varias otras que están proyectadas para su construcción y así ampliar la red.

Existen Subestaciones de mayor importancia debido al número de buses que manejan. Entre ellas, se encuentran las subestaciones Guate sur y Guate norte, ubicadas en el departamento de Guatemala, Los Brillantes ubicada en Santa Cruz Muluá y Panaluya en Río Hondo, Zacapa.

En Anexos se muestra el diagrama unifilar de la Red proyectada para el año 2013, en la cual se puede apreciar las diferentes líneas y subestaciones eléctricas ya existentes y las que están proyectadas para su construcción.

En Anexos también se puede encontrar una lista de las subestaciones del Sistema Nacional Interconectado del ETCEE-INDE, en las que se pueden hallar el nombre de la subestación y la ubicación de la misma. Las características de niveles de voltaje o transformación de voltaje, pueden deducirse también a partir del diagrama unifilar de la Red y de la tabla de líneas de transmisión.

2.3 Las líneas de transmisión

Las líneas de transmisión del S.N.I., también son mostradas en el diagrama de la red, las cuales son las que transportan y distribuyen la energía eléctrica a todo el país. Actualmente, existen alrededor de 88 líneas de transmisión de 69kV, 24 de 138kV y 33 de 230kV, incluyendo aquellas que rebasan las fronteras del país para hacer la interconexión con El Salvador, Honduras y México (dicha línea de transmisión no está enumerada, pero es una línea de transmisión prevista a ser construida y que tendrá un voltaje de 400kV).

Las líneas de transmisión están divididas según la región en la cual se ubican, siendo éstas, las regiones central, oriental, occidental y nor-oriental, las cuales tienen sus sedes regionales en las subestaciones Guatesur, Panaluya, La Esperanza y Santa Elena respectivamente.

3. CONDICIONES FÍSICAS Y TOPOGRÁFICAS DE LOS MUNICIPIOS DE LA REPÚBLICA DE GUATEMALA, DONDE SE UBICAN LAS SUBESTACIONES DE ETCEE-INDE

3.1 Geografía de Guatemala

El territorio guatemalteco es atravesado de este a oeste por la Sierra Madre, cadena montañosa de origen volcánico, cuyo punto culminante es el volcán de Tajumulco (4,211 m). Las tierras altas del Centro, se oponen a las planicies costeras de vertiente Pacífico, así como a las tierras cálidas del Petén, meseta calcárea que recubre el tercio norte del país, donde se encuentra una selva tropical muy densa.

La mayor parte de los volcanes del país, están extinguidos, pero los temblores de tierra son frecuentes en proximidad a la cintura volcánica (más de 20,000 víctimas en 1976).

Los ríos más importantes de Guatemala son: Motagua, Usumacinta, que constituye una parte de la frontera con México, Chixoy y Sarstún, formando éste una parte de la frontera con Belice. Los dos principales lagos son el lago de Izabal, que comunica con el mar Caribe, y el gran lago Petén Itzá (100 km²), al centro de la región de Petén.

El suelo, generalmente muy fértil, es el principal recurso de Guatemala, país esencialmente agrícola. Sin embargo, se encuentran capas de petróleo (explotadas desde 1975) en Petén, así como de níquel, plomo, zinc, cobre, antimonio y tungsteno. Existen, por último, pequeños yacimientos de uranio y mercurio. La selva, muy densa, provee de madera de valor destinada a la exportación y a productos consumidos localmente.

3.2 El clima en Guatemala

El clima de Guatemala presenta temperaturas que varían considerablemente con la altitud. Por encima de los 1,000 m.; los días son templados y las noches frescas. La temperatura media anual es alrededor de 20°C. El clima de las llanuras costeras es más tropical, con una temperatura media anual de 28°C. La estación húmeda se extiende de mayo a octubre.

En los anexos, se puede hallar información sobre las condiciones físicas y topográficas específicas de los municipios donde se ubican las subestaciones eléctricas de ETCEE-INDE.

3.3 Mapas climatológicos de la república de Guatemala

Los mapas climatológicos que se incluyen en los anexos, describen las características que se presentan en Guatemala en lo referente a niveles isoceráunicos (descargas electro atmosféricas o rayos), humedad relativa y fuerza de los vientos, que son fundamentales en el cálculo de la periodicidad de los mantenimientos, así como en el diseño de líneas de transmisión y de subestaciones eléctricas.

A continuación, se describe cada uno de los diferentes mapas, los cuales podrán dar una idea mejor de la frecuencia con la cual se debe hacer un mantenimiento en cualquiera de los equipos eléctricos y que se encuentran en los anexos.

Estos mapas fueron proporcionados por el INSIVUMEH, adjunto a tablas de ciertas estaciones meteorológicas en las cuales se describen puntualmente datos que en los mapas abarca promedios anuales y de todo el país.

3.3.1 Niveles isoceráunicos de días con relámpagos en la lejanía, promedio anual

Se refiere al número de días en un año, en los cuales es posible, en cierto punto del país, ver en la lejanía, al menos una descarga electro-atmosférica. Los datos obtenidos, son el promedio de 36 estaciones climatológicas y 11 sinópticas meteorológicas de los años de 1971 a 2003.

3.3.2 Niveles isoceráunicos de días con relámpagos locales, promedio anual

Se refiere al número de días en un año, en los cuales es posible, en cierto punto del país, ver localmente al menos una descarga electroatmosférica. Los datos obtenidos son el promedio de 36 estaciones climatológicas y 11 sinópticas meteorológicas de los años de 1971 a 2003.

3.3.3 Niveles isoceráunicos de días con descargas eléctricas o truenos promedio anuales

Se refiere al número de días en un año, en los cuales es posible, en cierto punto del país, ver o escuchar una descarga electroatmosférica. Los datos obtenidos, son el promedio de 36 estaciones climatológicas y 11 sinópticas meteorológicas del INSIVUMEH y 48 sitios de transmisión de la red del INDE, de los años de 1971 a 2003.

3.3.4 Velocidad del viento, promedio anual dirección predominante del viento nodal anual

Se refiere a la dirección y la velocidad del viento, en cierto punto del país. La dimensional utilizada para la velocidad del viento es en km/hora. Los datos obtenidos son el promedio de 29 estaciones meteorológicas de los años de 1980 al 2002.

3.3.5 Niveles de humedad relativa promedio anual

Simplemente es la humedad relativa promedio en cierto punto de la República. Los datos obtenidos son el promedio de 51 estaciones climatológicas, de las cuales 42 son principales y 9 auxiliares, correspondientes al periodo de 1920 a 2002.

4. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LAS FALLAS POR SOBRETENSIÓN EN LAS SUBESTACIONES DE ETCEE-INDE EN LOS AÑOS 2004-2005

4.1 Teoría preliminar

4.1.1 Sobretensiones

Se denomina sobretensión a todo aumento de tensión capaz de poner en peligro el material o el buen servicio de una instalación eléctrica. La relación entre la sobretensión U_s , y la tensión de servicio se llama factor de sobretensión que viene expresado por:

$$K_s = \frac{U_s}{U}$$

Por ejemplo, en una línea cuya tensión nominal es de 6 kV, y aumenta la tensión hasta 15 kV, el factor de sobretensión vale:

$$K_s = \frac{15}{6} = 2.5$$

Muchas veces es posible calcular el factor de sobretensión y, por lo tanto, prever la magnitud de las posibles sobretensiones que pueden presentarse en la instalación.

Las sobretensiones pueden producir descargas que, además de destruir o averiar seriamente el material, también pueden ser la causa de nuevas sobretensiones. Muchas veces, los peligros de las sobretensiones no se deben solamente a su magnitud, sino también a la forma de onda. Si se realiza correctamente la instalación y las líneas de conexión están en buenas condiciones, es poco probable que se produzcan sobretensiones.

Si, a pesar de todas las precauciones, en una instalación se producen sobretensiones, debe procurarse que descarguen a tierra lo más rápidamente posible, por medio de los correspondientes dispositivos de protección denominados, en general, descargadores de sobretensión. Estas protecciones deben regularse a un factor de sobretensión que sea menor que el grado de seguridad de la instalación, pero que, por otra parte, no se aproxime demasiado al valor de la tensión de servicio, ya que de lo contrario, entraría muchas veces en funcionamiento, haciendo inestables las condiciones de la instalación. Las sobretensiones se producen, tanto en instalaciones de baja como de alta tensión, aunque, generalmente, en las primeras tienen menos importancia que en las últimas, debido a que en las instalaciones de alta tensión, las propias condiciones de funcionamiento y de aislamiento, favorecen la aparición de sobretensiones.

Las tensiones anormales o sobretensiones, pueden clasificarse, según su origen, en dos grupos: las sobretensiones internas o de sistema y las atmosféricas.

4.1.1.1 Las sobretensiones internas

Se forman como consecuencia de las oscilaciones entre las energías de los campos magnético y eléctrico, producidas por un arco intermitente, es decir, arcos que se apagan al pasar la corriente alterna por cero, pero se vuelven a encender cuando la sinusoide de la tensión toma mayores valores. Son las producidas al variar las propias condiciones de servicio de la instalación. Éstos no se producen solamente por arqueo de aisladores, sino también, en los interruptores cuando desconectan altas intensidades.

A este grupo pertenecen las oscilaciones de intensidad de corriente, las variaciones de carga, las descargas a tierra, etc. En todos estos procesos, la energía acumulada en los elementos inductivos y capacitivos de los circuitos que comprenden una instalación, pueden llegar a descargar de tal modo que originen perjudiciales aumentos de la tensión.

Esta clase de sobretensiones pueden preverse en gran parte y, por lo tanto, evitarse. Las sobretensiones de origen interno, pueden, a su vez, clasificarse en dos categorías:

- **Sobretensiones de maniobra** que designan los fenómenos transitorios que acompañan a los bruscos cambios de estado de una red, por ejemplo, maniobras de disyuntores, descargas a tierra, etc.
- **Sobretensiones de servicio** que comprenden los estados estacionarios que pueden resultar durante la puesta en servicio o fuera de servicio de una carga, sobre todo, cuando la red comprende líneas de gran longitud; también se incluyen en este grupo, las sobretensiones permanentes provocadas por los defectos a tierra.

El carácter de las sobretensiones producidas por tales oscilaciones, llamadas sobretensiones internas, es completamente distinto del de la elevación de la tensión debida a la autoexcitación de máquinas sincrónicas o al efecto Ferranti, pues en estos dos casos, se trata de la elevación de la tensión de 50 Hz (ó 60 Hz. Según el país), mientras que las sobretensiones internas están caracterizadas por ondas de otra frecuencia que se superponen a la frecuencia básica.

El transitorio es, casi siempre, una oscilación amortiguada de frecuencia media y escasa duración. Por el contrario, la forma de onda de las sobretensiones producidas por fenómenos estacionarios, tienen una amplitud constante o casi constante; estas sobretensiones se desplazan por las líneas y aparatos en forma de ondas de choque, llamadas también, ondas errantes.

La frecuencia de las sobretensiones internas, está definida por la frecuencia natural del sistema, siendo:

$$f_{\text{sis}} = \frac{1}{2\pi\sqrt{C_{\text{sis}} L_{\text{sis}}}}$$

Donde C_{sis} y L_{sis} , indican la capacitancia correspondiente a la inductancia de todo el sistema de transmisión, y f_{sis} resulta del orden de 10^3 Hz.

La amplitud de las oscilaciones, depende principalmente de la conexión del punto neutro del sistema y también de la distribución de las inductancias y capacitancias. En sistemas con punto neutro, aislado se midieron, según Lewis, sobretensiones internas hasta cinco veces mayores que la tensión normal, mientras en sistemas con punto neutro conectado directamente a tierra, no se registraron valores mayores de dos hasta tres veces la tensión normal.

4.1.1.2 Sobretensiones de origen externo

Son el segundo grupo, y son las que penetran en líneas aéreas desde la atmósfera, a consecuencia de golpes de rayo o de influencia electrostática. Las sobretensiones producidas por golpes de rayo directos, son las más peligrosas por ser mucho más altas que las internas y las debidas a influencia electrostática de las nubes. Se incluyen en este grupo, las sobretensiones que tienen una procedencia exterior a la instalación y en los que, por lo tanto, sus amplitudes no están en relación directa con la tensión de servicio de la instalación afectada. Comprenden, sobre todo, las sobretensiones de origen atmosférico, tales como rayos, cargas estáticas de las líneas, etc.

Los golpes de rayo directos pueden producir tensiones del orden de 10^5 hasta 10^6 voltios, y corrientes del orden de 10^4 hasta 10^5 amperios. De los oscilogramas tomados mediante oscilógrafos de rayos catódicos, resulta que la tensión y la corriente son impulsos de muy breve duración que pueden representarse mediante ondas aperiódicas que se desarrollan en intervalos de 5 hasta 100 μs (microsegundos, siendo $1 \mu\text{s} = 10^{-6}$ segundos).

Los aisladores de línea no pueden soportar tales sobretensiones, en consecuencia se producen descargas y se forman arcos sobre los aisladores que perduran aún cuando la sobretensión desaparece, siendo la tensión de servicio de líneas de alta y media tensión suficiente para mantenerlos en el canal de aire ionizado. Ahora bien, el arco con su alta temperatura, destroza a los aisladores si no se interrumpe muy pronto. La interrupción del arco en sistemas con el punto neutro conectado directamente a tierra, se efectúa mediante los interruptores, ya que el arco sobre los aisladores produce un corto circuito monofásico. En sistemas con el punto neutro aislado, el arco encendido por sobretensiones atmosféricas no produce cortocircuitos, sino corrientes de moderada intensidad, pero que pueden destruir muy pronto el aislador, ya que degenera en arco intermitente si el sistema no está provisto de la bobina Petersen que lo apaga.

4.1.1.2.1 Características de las descargas electroatmosféricas

El carácter aleatorio de ciertos parámetros, como la intensidad del rayo, el punto de caída, etcétera; determinan que dichas sobretensiones no puedan definirse mediante un valor concreto para una instalación dada, sino como una distribución de probabilidad de alcanzar una serie de valores.

Se ha determinado que según sea la polaridad del centro de carga de la nube, así resulta la polaridad del rayo. Entre el 80 y el 90 % de los rayos son negativos. Mientras que los rayos negativos están formados generalmente por varias descargas, los rayos positivos suelen constar de una sola descarga.

Si el sentido de la descarga avanza de la nube a la tierra se tiene un rayo descendente y cuando va en sentido contrario se produce un rayo ascendente. En terreno llano la mayoría de los rayos son descendentes, pero en terreno montañoso pueden producirse rayos ascendentes.

Se considera que la intensidad media durante cada descarga principal llega hasta 20.000/50.000 A, esto origina en su recorrido una estrecha columna de aire sobrecalentada a 25.000°C. No obstante, la carga eléctrica real transferida de la nube a tierra es pequeña, dura sólo una fracción de segundo. En total, se libera una carga de unos 20 Coulomb y la energía promedio de la descarga es de alrededor de 50 kWh.

4.1.1.2.2 Normalización de las ondas de choque electroatmosférico

Cabe señalar que las distintas normas establecen ondas de choque típicas para simular la acción de la caída de rayos, sobre las líneas de transmisión de la energía eléctrica. Así, la norma IRAM correspondiente prescribe una onda de corriente en la que el tiempo de crecimiento es de 8 microsegundos, mientras que el lapso hasta que se reduce al 50% del valor máximo, dura 20 microsegundos (onda 8/20). Para ondas de tensión, se adoptan los valores 1,2 y 50 respectivamente.

4.1.1.2.3 Caída de rayos sobre una línea

En el caso de impacto del rayo sobre una línea, el rayo puede caer sobre un conductor de fase, y entonces cebarse un arco entre el conductor y un apoyo estructural; o bien puede caer sobre un apoyo o un hilo de guarda, en cuyo caso se puede llegar a producir un arco en el sentido inverso al del caso anterior.

4.1.1.2.4 Caída de rayos sobre un conductor de fase

Si el rayo cae sobre un conductor de fase, bien por falta de apantallamiento de los hilos de guarda de la línea, o bien porque estos hilos no existen, se originan dos ondas de corriente que parten en direcciones opuestas y de valor igual a la mitad de la intensidad del rayo, dando lugar a dos ondas de tensión, cuyo valor depende de la impedancia involucrada.

Si dicho valor supera a la tensión de cebado del aislamiento conductor de fase-apoyo de la línea, se producirá una falla en los dos apoyos más próximos al punto de caída del rayo, dando lugar a dos ondas cortadas que viajarán a lo largo de la línea hasta las subestaciones terminales.

Si esta tensión no es superior a la de cebado, no se producirá falla del aislamiento de la línea. Se observa que, en todo caso, las ondas de tensión que llegan a una subestación están limitadas por el nivel de aislamiento de la línea de la que proceden.

Dado el nivel de aislamiento de una línea, se observa que sólo se produce falla de la misma si la intensidad del rayo que cae sobre un conductor supera cierto valor crítico. En la práctica, la mayor parte de los rayos que caen sobre un conductor de fase dan lugar a una falla de aislamiento. Por ello, debe evitarse la caída directa de un rayo sobre los conductores de fase, mediante una correcta instalación de los hilos de guarda.

Los hilos de guarda, se colocan por encima de los conductores de fase y están unidos a tierra en los apoyos de la línea. De esta manera, se reduce el riesgo de caída directa del rayo sobre los conductores.

4.1.1.2.5 Caída de rayos sobre un apoyo

Si el rayo cae sobre un apoyo, la corriente que circula por la estructura metálica de apoyo y a través de su toma de tierra, da lugar a la aparición de una tensión importante entre la estructura y los conductores de fase. Esta tensión depende de la intensidad del rayo y de la impedancia que presenta el conjunto apoyo-hilos de guarda-toma de tierra para la onda de frente escarpado correspondiente. Si esta tensión supera el valor de la tensión de cebado de aislamiento conductor-apoyo, se produce una falla de aislamiento correspondiente, que se denomina cebado inverso.

En los apoyos de las líneas de alta tensión, no es fácil obtener valores de impedancia de la toma de tierra del apoyo para impulsos de frente escarpado inferiores a 10 Ohm, por lo que la probabilidad de un cebado inverso puede ser elevada para líneas de 132 kV y más pequeña para las de 500 kV, debido a la mayor distancia en ellas, entre los conductores y los apoyos.

Por el contrario, para líneas de media tensión (inferiores a 66 kV), las distancias de aislamiento son suficientemente bajas como para que la probabilidad de cebado inverso sea casi la unidad, no teniendo ningún efecto la instalación de hilos de guarda sobre el riesgo de falla de la línea.

4.1.1.2.6 Caída de rayos sobre un hilo de guarda

Si el rayo cae sobre un hilo de guarda, se originan dos ondas de intensidad de valor mitad del correspondiente al rayo, que caminan en sentidos opuestos hacia los apoyos, por los cuales se descargan. Acompañando a estas ondas, aparecen otras dos de tensión, cuyo valor depende de la impedancia involucrada. Esta tensión en el punto de caída del rayo, depende del valor relativo del tiempo que tarda la onda en llegar al apoyo más próximo y reflejarse en él y del tiempo de subida de la onda.

La tensión en el hilo de guarda puede dar lugar a una falla del aislamiento entre hilos de guarda, y conductores de fase o entre éstos y los apoyos adyacentes, que depende de la distancia en el aire entre ellos. El punto más desfavorable es en el centro del vano, en que el tiempo citado es máximo. La menor flecha que se les suele dar a los hilos de guarda en las líneas sirve para aumentar la distancia de aislamiento en el centro del vano.

Otro tipo de perturbación externa de origen atmosférico, se da cuando hay nubes de tormenta en la vecindad de una línea.

Una nube que, supongamos, tenga una carga negativa, actúa de tal manera que va separando las cargas positivas y negativas en los conductores por inducción electrostática. Las cargas positivas se concentrarán en la zona cercana a la nube, mientras que las negativas libres se propagarán por toda la línea. Cuando la nube se descargue repentinamente por medio de un relámpago o un rayo, las cargas positivas se liberarán súbitamente, dando origen a dos ondas errantes iguales que se desplazan hacia los extremos de la línea, en sentidos contrarios.

En otro orden de cosas, digamos, que en general, en las líneas aéreas el 80% de las fallas son de tipo transitorio, es decir, luego de un tiempo desaparecen.

Por ejemplo, en el caso de las descargas atmosféricas, puede producirse el contorneo de los aisladores sin destruirlos. También las oscilaciones de las líneas por acción del viento pueden provocar fallas momentáneas entre las fases. Ramas y pájaros también provocan fallas transitorias.

Todo esto, llevó a la implementación de sistemas de recierre automáticos (recloser), trifásicos y monofásicos.

Como muchas fallas son monofásicas, se suele abrir sólo la fase afectada. Así la eventual pérdida de sincronismo de los generadores es menos probable. En este caso, hay que considerar que existen acoplamientos inductivos y capacitivos entre la fase fallada y las sanas que pueden dar lugar a la aparición de arcos secundarios.

En ambos casos, se deben abrir ambos extremos (red mallada), extinguir la falla y reconectar lo más rápido posible para no perder sincronismo. Si un recierre no resulta exitoso, no implica que la falla sea permanente, pues puede ocurrir que el tiempo de recierre haya sido muy breve. Por ello, pueden intentarse recierres múltiples, aunque la experiencia indica que en AT suelen tener una baja probabilidad de éxito.

En cambio, en distribución se usa mucho, ya que el peligro de pérdida de sincronismo no existe, y por economía se usan recierres trifásicos.

4.1.2 Análisis estadístico para el diseño de protecciones y blindajes

Por lo expuesto en el apartado anterior, se desprende que para estudiar la incidencia de las sobretensiones por rayos en las redes aéreas, debe recurrirse a métodos estadísticos, en virtud del carácter aleatorio de los distintos parámetros de dichas sobretensiones externas.

Por tal razón, se suele hablar de una distribución de probabilidad de alcanzar una serie de valores. La experiencia indica que en primera aproximación, puede considerarse a dicha distribución como normal o gaussiana.

Distintos modelos se han desarrollado para analizar esta cuestión, y periódicamente aparecen nuevas versiones para simular de mejor forma la acción de los rayos sobre las líneas.

La frecuencia de ocurrencia de las descargas atmosféricas en un sitio determinado, se conoce como el nivel isoceráunico, que se define como el número promedio de días al año, en los cuales se escucha, al menos una vez en un período de 24 horas, una descarga eléctrica. Con el desarrollo del radar Doppler y las técnicas modernas, ha sido posible tener mejores elementos para definir el concepto de nivel isoceráunico sobre la base más precisa de tormenta-hora.

El número promedio de descargas por unidad de área den cualquier sitio o localidad, se conoce como la densidad de rayos a tierra (DRT) y se supone que normalmente el valor de la DRT es proporcional al nivel isoceráunico.

Un dato básico para el diseño de una línea frente al rayo, es la frecuencia de caída de rayos por unidad de superficie y por unidad de tiempo. Esta frecuencia Nr, generalmente se expresa en número de rayos por km² y por año. Este valor es función del nivel isoceráunico T de la zona, que es el valor medio de los días de tormenta al año en dicha zona. Una expresión empírica que los relaciona es:

$$Nr = T / 6$$

El valor T debe consultarse en los mapas de niveles isoceráunicos correspondientes a la región en que se instalará la línea en estudio, y que se hallan en la parte del estudio geográfico de las regiones de Guatemala.

4.2 Fallas en las subestaciones del ETCEE-INDE

4.2.1 Descripción de las fallas

A continuación, se describen las fallas que se han presentado en las subestaciones del ETCEE-INDE durante los años 2004 y 2005, las cuales incluyen fallas de sistema y fallas externas:

- **Fallas de aislamiento:** es aquel que se refiere a que algún aislamiento en particular tuvo una falla, la cual pudo ser considerada causante de la circulación de corrientes, que podrían haber provocado transitorios, los cuales originaron dicha falla.
- **Fallas de protección:** se refiere al funcionamiento inadecuado de los relevadores de protección que no actuaron de manera apropiada para proteger zonas con sobrecarga. A este tipo de fallas se les llama fallas ocultas, pues usualmente se descubren cuando no se libera una falla por medio de un relevador en mal estado.

- **Fallas por lluvia:** esta es debido a fuerte lluvia, que puede, debido a vientos huracanados, provocar oscilaciones de los conductores, los cuales podrían hacer corto circuito. Otra consecuencia de lluvias fuertes es que circuitos de control que se hallen a la intemperie y que no estén debidamente aislados de la lluvia, puedan verse afectados por la misma. Además, la caída de ramas por causa de la fuerte lluvia, puede afectar también a los conductores.
- **Fallas por Rayos:** como ya se explicó anteriormente, los rayos provocan fallas debido a la inyección de altas corrientes en el sistema. Afecta a las subestaciones con la caída de rayos en líneas de transmisión cercanas, en las cuales los pararrayos de las mismas, no drenaron por completo la corriente de rayo a tierra. La caída de un rayo directamente en los conductores dentro de una subestación es muy difícil, debido al sistema de blindaje que ésta posee, por lo cual su incidencia generalmente se debe a las líneas de transmisión cercanas. Dichas fallas son de corta duración y por lo general, son reestablecidas por medio de reclosers, si la subestación cuenta con los mismos. Pueden afectarse también por flameos inversos o descargas a tierra cercanas a las líneas.
- **No determinados:** son fallas que, luego de una inspección, no fue posible determinar su causa.
- **Falla a tierra:** es una sobretensión de fase a tierra, que suele ocurrir en dos de las fases de un sistema trifásico. Las sobretensiones entre fases o a través del aislamiento longitudinal no se presentan.
- **Falla provocada por incendio:** se refiere a una falla por incendio de terrenos en la cercanía de la subestación, la cual causó la suspensión del servicio en prevención de posibles cortocircuitos al quemarse los conductores.

- **Desbalance de carga:** es cuando la carga en una barra no es distribuida de forma balanceada, por lo cual ocurre una falla.
- **Falla en transformador:** es cuando algún transformador está funcionando de forma inapropiada, lo cual causa obviamente una falla en el sistema. Por lo general, el disparo del relé Buchholz, indica que hay una falla en el mismo.
- **Falla en equipo de medición:** es cuando algún equipo de medición comienza a dar lecturas erróneas, por lo cual puede ser mal interpretado el resultado que esté mostrando.
- **Corto Circuito provocado por aves:** debido a que las aves pueden anidar en sitios en una subestación, las mismas pueden provocar corto circuitos al entrar en contacto con los conductores.
- **Fallas en interruptor:** es cuando un interruptor de potencia, no realiza la maniobra de una manera adecuada, ya sea de abrir o cerrar el circuito, lo cual puede, por causa del arco eléctrico, incluso provocar un incendio.
- **Movimiento sísmico:** es cuando un movimiento sísmico afecta las estructuras de la subestación, pudiendo provocar corto circuito si los cables conductores chocan entre sí o entran en contacto con las estructuras aterrizadas.
- **Línea rota:** simplemente se refiere a que una línea se rompe por un motivo cualquiera, provocando una falla.
- **Problemas en otro Sep:** suceden cuando un problema, en alguna subestación, de otro proveedor, causa transitorios en el sistema que esté cercano a la misma y que no se haya podido liberar la falla.

Además de éstas, hay otras causas que por su nombre, dan una idea de a que se refieren.

4.2.2 Análisis estadístico

A continuación se puede apreciar las gráficas de las fallas ocurridas en las subestaciones eléctricas del ETCEE-INDE de los años 2004 y 2005.

Figura 7. Motivos de fallas en subestaciones eléctricas 2004-2005

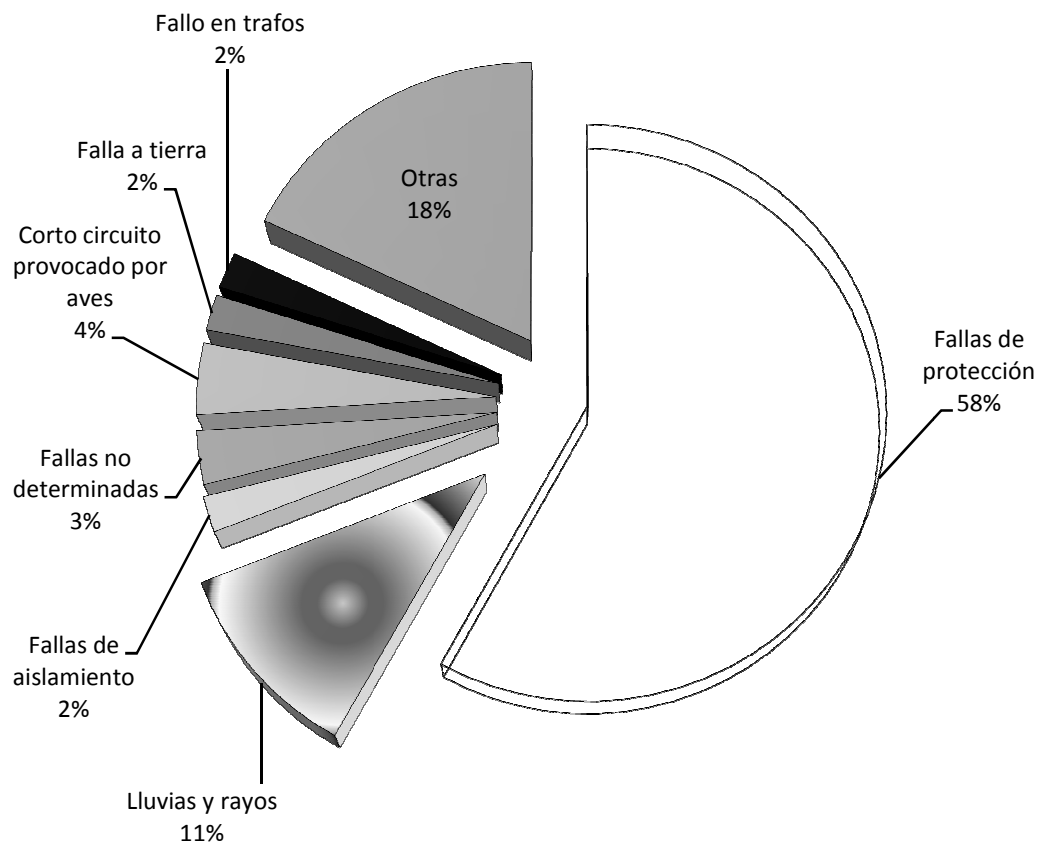
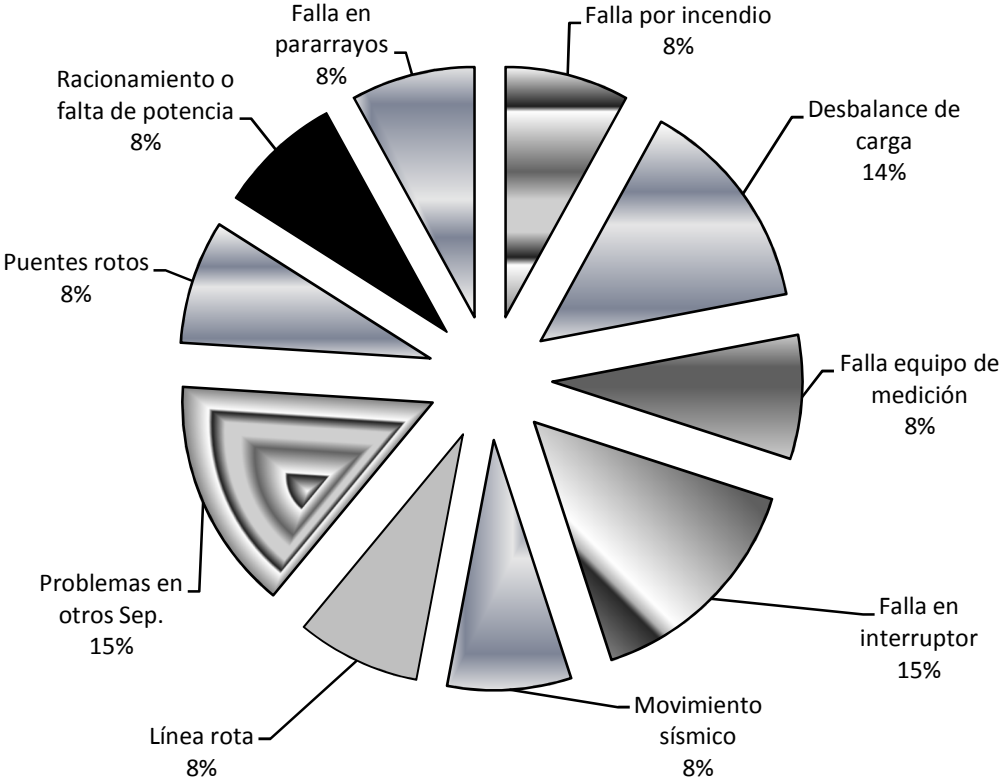


Figura 8. Otras causas de fallas en subestaciones eléctricas 2004-2005



5. MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE ALTA TENSIÓN

5.1 Mantenimiento de bancos de compensación reactiva

Dichos bancos son los que proveen, ya sea potencia reactiva inductiva o capacitiva al sistema de potencia. A continuación, se describe el mantenimiento para cada uno de ambos dispositivos.

5.1.1 Mantenimiento a bancos de capacitores

Dichos bancos son los que proveen potencia reactiva capacitiva al sistema y cuyos mantenimientos se dividen en predictivos, preventivos y correctivos, que se explican a continuación.

5.1.1.1 Mantenimiento predictivo

5.1.1.1.1 Puntos calientes en el banco

Mediante una cámara termográfica para medir puntos calientes, se determinará la temperatura de los conectores y puentes de entrada y salida del banco de capacitores, comprobando si esta temperatura no supera los 60°C, que se considera normal. Si se encuentra entre 60 y 75°C, tiene una valoración leve; si ésta es mayor a 75°C, se califica como grave.

5.1.1.1.2 Otros puntos de inspección

- Fundición: visualmente inspeccionar, revisar la condición del concreto, abrazaderas del anclaje, nivelación.

- Indicador del nivel de aceite: visualmente inspeccionarlo para ver si están libres y muestran vacío cuando el aceite es removido y normal cuando el aceite es instalado. Limpiar el vidrio.
- Válvulas de drenaje: revisar por posibles fugas. Repararlas si es necesario. Los conectores deben estar en la válvula de drenado cuando no estén conectados al drenaje o manguera.
- Respiraderos y dispositivos de liberación de presión: inspeccionarlos y limpiarlos, si es necesario.
- Aterrizajes del tanque: inspeccionarlos y repararlos, si es necesario. Medir la resistencia a tierra.
- Pintura exterior: inspeccionarla y retocarla, si es necesario.
- Terminal: visualmente inspeccionarlo por signos de calentamiento, abrazaderas flojas, tuercas quebradas y corrosión excesiva.
- Porcelana: visualmente inspeccionar daños, contaminación, fugas de aceite, arandelas flojas. Limpiar de contaminación, antes de hacer cualquier prueba.
- Nivel de aceite: visualmente inspeccionar y limpiar la ventanilla.
- Bridas del tanque: visualmente inspeccionar abrazaderas sueltas.

5.1.1.2 Mantenimiento preventivo

5.1.1.2.1 Medición de la capacitancia

Importancia de las pruebas

El equipo con el que se realizan las pruebas en el INDE para los capacitores, es el equipo M4000 de marca Doble, que son idealmente recomendadas para capacitores convencionales de aceite-papel

Procedimiento de la prueba

Los procedimientos de pruebas se describen en las figuras y están diseñados para producir la información requerida para unidades individuales, con un mínimo de desconexiones, mientras se mejora la seguridad y se reducen los efectos de interferencia electrostática. Básicamente, los procedimientos pueden ser resumidos en los siguientes pasos:

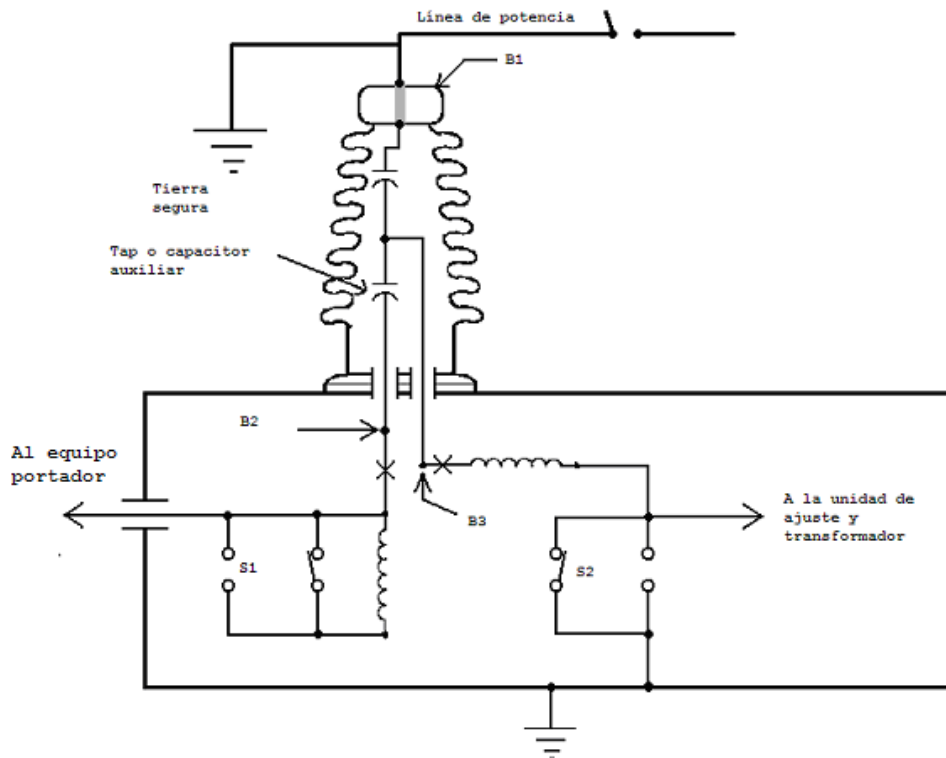
- Desenergizar el capacitor.
- Aterrizar la terminal de la línea del capacitor, usando aterrizamientos seguros.

Los aterrizamientos se obvian durante algunas de las pruebas.

Nota: En instalaciones múltiples, las unidades individuales deberían ser descargadas por separado, antes de que las conexiones para la prueba sean hechas.

- Cerrar los interruptores de aterrizamiento de la carcasa o cuba del dispositivo.
- Proceder con las conexiones de la prueba y las mediciones, tal como se muestra en la figura que se presenta a continuación.

Figura 9. Procedimiento de prueba para capacitores de acople, Tap o capacitor auxiliar en la carcasa del capacitor principal (instalación de una unidad simple)



Fuente: **Manual de Pruebas Doble M4000.Doble Engineering Company.** Págs. 4-118.

- Desenergizar las líneas de potencia.
- Sin desconectar la línea de potencia, aterrizar B1, usando una tierra segura.
- Cerrar los interruptores de tierra S1 y S2 del lado de la carcasa del dispositivo.
- Desconectar B2 y B3 en el punto "x" dentro de la carcasa del dispositivo. El B2 y B3 pueden hallarse conectados juntos o B3 flotante si el capacitor es usado sólo con el equipo portador. B2 se encontrará aterrizado si el capacitor es utilizado con un dispositivo de potencial.
- Hacer la prueba de la siguiente forma:

Tabla III. Conexiones de prueba de capacitores

A medir	Energizar	Aterrizar	Guarda	UST
C (B2 – B1)	B2*	B1	-----	-----
C (B3 – B2)	B3*	B1	-----	B2
C (B3 – B1)	B3*	B1	B2	-----

Fuente: **Manual de Pruebas Doble M4000 Doble Engineering Company**. Págs. 4-118.

En algunos casos puede ser más conveniente desconectar la terminal de la línea (después de aterrizar) en una instalación de una sola unidad. En dichas instancias, las pruebas pueden ser hechas así:

Tabla IV. Conexiones de prueba de capacitores desconectando la línea

A medir	Energizar	Aterrizar	Guarda	UST
C (B1 – B3)	B1*	-----	-----	B3
C (B1 – B2)	B1*	-----	-----	B2
C (B3 – B2)	B3*	-----	-----	B2

* Los voltajes de prueba no deben exceder el voltaje nominal de las terminales, o el del tap o capacitor auxiliar. No exceder 2kV (5kV para B3), a menos que sea conocido un voltaje nominal mayor.

Fuente: *Doble Engineering Company*. **Manual de Pruebas Doble M4000**. Págs. 4-118.

5.1.1.3 Mantenimiento correctivo

5.1.1.3.1 Reemplazo de un banco de capacitores

Con prioridad habrá que determinar, si el cambio es necesario realizarlo a todas las unidades o solamente a una de ellas. Por lo general, cuando se produce una falla, sólo una unidad es la que resulta dañada y necesita reemplazo.

Obviamente, todas las medidas, tanto físicas como eléctricas del nuevo capacitor, deben ser equivalentes al aislador defectuoso.

Los pasos a seguir para el reemplazo de un aislador de soporte, son los siguientes:

- Asegurarse que la línea está desenergizada por medio de un detector de voltaje.
- Aterrizar por medio de seccionadores de puesta a tierra, si hay, el área donde se va a trabajar.
- Aterrizar de forma segura los extremos de las líneas por seguridad y para minimizar la inducción en el dispositivo, si hubiera.
- Esperar aproximadamente 15 minutos antes de realizar cualquier desconexión, luego de conectar a tierra el banco de capacitores, con el fin de que éstos se descarguen por completo, y evitar que el personal sufra un fuerte choque eléctrico por la carga almacenada.
- Verificar que la grúa o el medio de transporte y/o izaje, sea de tamaño adecuado para no entrar en contacto con partes energizadas en la subestación.
- Llevar el capacitor nuevo al área de mantenimiento.
- Previamente deben identificarse los cables de control del dispositivo a ser retirado, y señalizarlos de tal forma que, cuando sea llevado el nuevo, pueda conectarse de forma segura.
- Desconectar los cables de alta tensión que están conectados a las terminales del banco.
- Desconectar los cables de control del banco de capacitores, asegurándose que están plenamente identificados según diagramas del fabricante.
- Retirar a una distancia adecuada los cables de alta tensión.
- Desconectar la unidad capacitor dentro del banco, teniendo cuidado de no dañar las otras unidades.
- Extraer el líquido dieléctrico del interior de la unidad.

- Retirar la conexión a tierra del dispositivo. Es importante señalar que este paso debe ser siempre posterior a la desconexión de los cables de control y alta tensión.
- Proceder con el retiro de la tornillería y el equipo de fijación de la unidad.
- Retirar con sumo cuidado la unidad, teniendo precaución de no dañar las demás unidades.
- Retirar la unidad dañada del área de trabajo.
- Colocar la unidad nueva en el pedestal de sujeción, con las precauciones respectivas para no dañarla.
- Proceder con el ajuste de la tornillería y equipo de fijación respectivo de la unidad.
- Llenar de líquido dieléctrico, el interior de la unidad.
- Realizar la conexión del aterrizaje.
- Retirar todas las herramientas empleadas durante el ensamblaje y las conexiones.
- Realizar las conexiones del cableado de control.
- Realizar las conexiones de la unidad al resto del banco de capacitores.
- Realizar las pruebas respectivas (estas pruebas no son obligatorias pero deben realizarse preferentemente para establecer un punto de partida en mediciones posteriores del equipo).
- Realizar las conexiones del cableado de alta tensión, si las pruebas resultaron satisfactorias.
- Realizar una última inspección, a fin de chequear cualquier anomalía previa a la energización, verificando el buen estado y correcto funcionamiento de los siguientes elementos:
 - Reactores limitadores si fuese necesario.
 - Elementos de protección (fusibles).
 - Interruptor de potencia.

- Unidades monofásicas de capacitores.
- Cuchillas de operación en grupo.
- Cuchillas para cortocircuitar grupos serie (opcional).
- Realizar la energización del campo o línea donde se haya realizado el mantenimiento.
- Verificar que todo el campo o línea funcione correctamente desde la sala de mando.
- Realizar un reporte del mantenimiento realizado.

5.1.2 Mantenimiento de reactores de potencia

5.1.2.1 Mantenimiento predictivo

5.1.2.1.1 Puntos calientes en el banco

Mediante una cámara termográfica para medir puntos calientes, se determinará la temperatura de los conectores y puentes de entrada y salida del reactor de potencia, comprobando si esta temperatura no supera los 60°C, que se considera normal. Si se encuentra entre 60 y 75 °C, tiene una valoración leve; si ésta es mayor a 75°C, se califica como grave.

5.1.2.1.2 Otros puntos de inspección

- Fundición: visualmente inspeccionar, revisar la condición del concreto, abrazaderas del anclaje, nivelación.
- Indicador del nivel de aceite: visualmente inspeccionarlo para ver si están libres y muestran vacío cuando el aceite es removido y normal cuando es instalado. Limpiar el vidrio.

- Válvulas de drenaje: revisar por posibles fugas. Repararlas si es necesario. Los conectores deben estar en la válvula de drenado cuando no estén conectados al drenaje o manguera.
- Respiraderos y dispositivos de liberación de presión: inspeccionarlos y limpiarlos, si es necesario.
- Aterrizajes del tanque: inspeccionarlos y repararlos, si es necesario. Medir la resistencia a tierra.
- Pintura exterior: inspeccionarla y retocarla si es necesario.
- Terminal: visualmente inspeccionarlo por signos de calentamiento, abrazaderas flojas, tuercas quebradas y corrosión excesiva.
- Porcelana: visualmente inspeccionar daños, contaminación, fugas de aceite, arandelas flojas. Limpiar de contaminación antes de hacer cualquier prueba.
- Nivel de aceite: visualmente examinar y limpiar la ventanilla.
- Bridas del tanque: visualmente revisar abrazaderas sueltas.

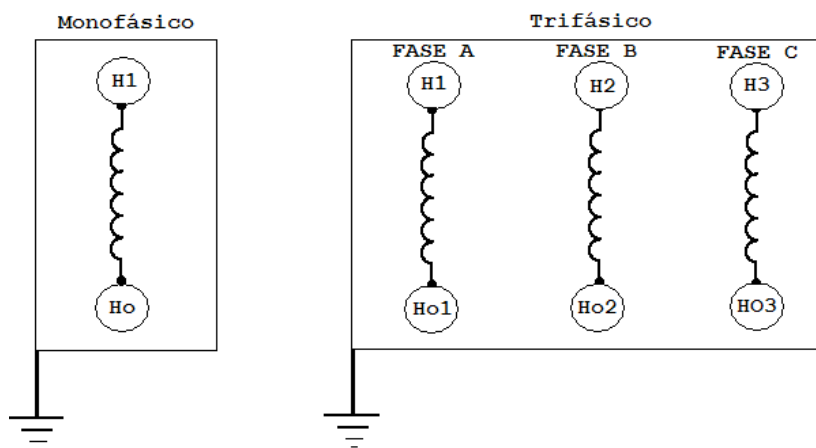
5.1.2.2 Mantenimiento preventivo de reactores

5.1.2.2.1 Pruebas dieléctricas

Los reactores paralelos llenos de aceite, son empleados en sistemas de alta tensión y extra alta tensión para limitar sobre voltajes asociados con líneas de transmisión largas. Hay 2 configuraciones de reactores en paralelo. En un tipo cada fase es contenida en su propio tanque separado; en el otro, las tres fases están contenidas en un tanque común. Sin embargo, en este último, cada fase tiene su propio *bushing* neutral.

A continuación, en la gráfica que se muestra, se pueden observar, ambos tipos:

Figura 10. Reactores paralelos



Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de pruebas Doble M4000. Págs. 4-84.*

Para una unidad monofásica, se realiza únicamente la prueba de *overall*, corto circuitando H1 y Ho, haciendo una medición GST a tierra. El procedimiento de prueba para una unidad trifásica, se realiza de la siguiente forma:

Tabla V. Procedimiento de prueba para reactores paralelos

Prueba No.	Modo de prueba	Energizar	Aterrizar	Guarda	UST	Medición de
1	GST	H1Ho1	---	H2Ho2H3Ho3	---	Fase A
2	GST	H2Ho2	---	H1Ho1H3Ho3	---	Fase B
3	GST	H3Ho3	---	H1Ho1H2Ho2	---	Fase C
4	UST	H1Ho1	H3Ho3	---	H2Ho2	Interfase A-B
5	UST	H2Ho2	H1Ho1	---	H3Ho3	Interfase B-C
6	UST	H3Ho3	H2Ho2	---	H1Ho1	Interfase C-A

Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de pruebas Doble M4000. Págs. 4-84.*

El factor de potencia del devanado completo, debería ser corregido para la temperatura del aceite del tope. Los factores de potencia son analizados de la misma

forma que los transformadores de potencia. Los resultados de las pruebas de *overall*, son complementados con las pruebas en los *bushings* por medio de los métodos UST, collar caliente u otros aplicables, por muestras de aceite y por mediciones de corriente de excitación en las fases individuales. Estas pruebas son las mismas que las que se realizan en transformadores, por lo que para ello se puede referir al apartado de transformadores.

Cabe notar que para todas las pruebas en los devanados y *bushings* (excepto para la prueba de corriente de excitación), los devanados deben estar corto circuitados.

A veces es de interés investigar resultados anormales haciendo una serie de pruebas a diferentes voltajes, para determinar si la condición causante de dicha condición es no lineal o sensible al voltaje dentro del rango del equipo de pruebas. Esto puede incluir incrementar el voltaje de prueba a 12kV.

Comparados con los transformadores de potencia, los devanados de los reactores tienen una muy baja impedancia en corriente alterna. De acuerdo con ello, mientras las mediciones de corriente de excitación deberían ser realizadas en este equipo, es bastante posible que el requerimiento de la corriente de carga sea superior a la que puede entregar el equipo de pruebas. Sin embargo, en algunos casos es posible desarrollar las mediciones de corriente de excitación a tensión de prueba reducida, quizás en el rango de 500V o 1kV.

5.1.2.3 Mantenimiento correctivo de reactores de potencia

5.1.2.3.1 Procedimientos para el cambio de reactores

El reactor de potencia es un dispositivo tipo transformador, por lo cual debe tenerse cuidado cuando se trabaje con él, debido a la inducción que se produce, aun

estando desconectado. El reemplazo del mismo es poco común; sin embargo, deben tomarse las mismas precauciones que se toman en el reemplazo de los demás dispositivos, sobre todo, respecto a la inducción.

Los pasos a seguir para el reemplazo de un reactor de potencia, son los siguientes:

- Asegurarse que la línea está desenergizada por medio de un detector de voltaje.
- Aterrizar por medio de seccionadores de puesta a tierra, si hay, el área donde se va a trabajar.
- Aterrizar de forma segura los extremos de las líneas por seguridad y para minimizar la inducción en el dispositivo, (por lo general, dicha inducción se produce con mayor intensidad en sistemas de 230kV, por lo que es indispensable realizar este paso, en dichos sistemas).
- Verificar que la grúa o el medio de transporte y/o izaje, sea de tamaño adecuado para no entrar en contacto con partes energizadas en la subestación.
- Identificar las partes o accesorios adecuados al reactor de potencia para izaje y transporte.
- Sujetar firmemente el reactor de potencia a la grúa u otro medio de transporte e izaje, teniendo en cuenta que en todo momento debe permanecer en posición vertical o con el ángulo máximo que permita el fabricante.
- Llevar el reactor de potencia nuevo al área de mantenimiento.
- Identificar los cables de control y medición del dispositivo a ser retirado, y señalarlos de tal forma que, cuando sea llevado el nuevo, pueda conectarse de forma segura.
- Desconectar los cables o barras de alta tensión que están conectados al interruptor de potencia.
- Retirar a una distancia adecuada los cables o barras de alta tensión.

- Desconectar los cables de control y medición del reactor de potencia, asegurándose que están plenamente identificados según diagramas del fabricante.
- Extraer el aceite dieléctrico del interior de la cuba.
- Proceder con el retiro de la tornillería y el equipo de fijación del interruptor de potencia a la estructura de soporte.
- Retirar la conexión a tierra del dispositivo. Es importante señalar que este paso debe ser siempre posterior a la desconexión de los cables de alta tensión.
- Sujetar firmemente el interruptor dañado a la grúa u otro medio de transporte e izaje.
- Retirar con cuidado, y por medio de una grúa preferentemente, el reactor de potencia dañado de la estructura de soporte.
- Retirar la unidad dañada del área de trabajo.
- Identificar plenamente las conexiones del reactor de potencia nuevo.
- Colocar la unidad nueva en el pedestal de sujeción, con las precauciones respectivas para no dañarla.
- Proceder con el ajuste de la tornillería y equipo de fijación respectiva del reactor de potencia a la estructura de soporte.
- Llenar el interior de la cuba con aceite dieléctrico al nivel indicado por el fabricante.
- Realizar la conexión del aterrizaje.
- Retirar todas las herramientas empleadas durante el ensamblaje y las conexiones.
- Realizar las conexiones del cableado de control.
- Realizar las pruebas respectivas (estas pruebas son obligatorias en este tipo de dispositivos para establecer un punto de partida en mediciones posteriores del equipo).

- Realizar las conexiones del cableado de alta tensión, si las pruebas resultaron satisfactorias.
- Realizar una última inspección, a fin de chequear cualquier anomalía previa a la energización, verificando el buen estado y correcto funcionamiento de los siguientes elementos:
 - Válvulas de drenaje.
 - Válvulas para toma de muestra de aceite.
 - Radiadores.
 - Conservador.
 - Aceite de refrigeración.
 - Válvula de descarga de sobre presión.
 - Válvulas de cierre de aceite.
 - Ganchos y agarraderas.
 - Tapas.
 - Acoplamientos.
 - Cabinas de control.
 - Pararrayos.
 - Bidas.
- Realizar la energización del campo o línea donde se haya realizado el mantenimiento.
- Verificar que todo el campo o línea funcione correctamente desde la sala de mando.
- Realizar un reporte del mantenimiento realizado.

5.2 Mantenimiento a interruptores de potencia

5.2.1 Mantenimiento predictivo

Dado que, después del transformador de potencia, el interruptor de potencia es el dispositivo más importante dentro de una subestación, se debe realizar una serie de pruebas para verificar su estado.

5.2.1.1 Mantenimiento e inspección del equipo

5.2.1.1.1 Puntos calientes en las terminales

Mediante una cámara termográfica para medir puntos calientes, se determinará la temperatura de los conectores y puentes de entrada y salida del interruptor, comprobando si esta temperatura no supera los 60°C, que se considera normal. Si se encuentra entre 60 y 75 °C, tiene una valoración leve; si ésta es mayor a 75°C, se califica como grave.

5.2.1.1.2 Bushings

- Terminal: visualmente inspeccionarlo por signos de calentamiento, abrazaderas flojas, tuercas quebradas y corrosión excesiva.
- Porcelana: visualmente examinar daños, contaminación, fugas de aceite, arandelas flojas. Limpiar de contaminación antes de hacer cualquier prueba.
- Nivel de aceite: visualmente revisar y limpiar la ventanilla.
- Bridas del tanque: visualmente inspeccionar abrazaderas sueltas.
- Pruebas: son las que se describen posteriormente en este apartado.

5.2.1.1.3 Tanques

- Fundición: visualmente inspeccionar, revisar la condición del concreto, abrazaderas del anclaje, nivelación.
- Indicador del nivel de aceite: visualmente inspeccionarlo para ver si están libres y muestran vacío cuando el aceite es removido y normal cuando es instalado. Limpiar el vidrio.
- Válvulas de drenaje: revisar por posibles fugas. Repararlas si es necesario. Los conectores deben estar en la válvula de drenado cuando no estén conectados al drenaje o manguera.
- Respiraderos y dispositivos de liberación de presión: inspeccionarlos y limpiarlos, si es necesario.
- Aterrizajes del tanque: inspeccionarlos y repararlos, si es necesario. Medir la resistencia a tierra.
- Pintura exterior: inspeccionarla y retocarla si es necesario.
- Interior del tanque: inspeccionarlo, limpiarlo, revisar la pantalla de apertura de drenado, retocar la pintura del techo, si es necesario. Inspeccionar el forro del tanque y limpiarlo, si es requerido.
- Arandela de la puerta: inspeccionarla y reemplazarla, si es necesario.

5.2.1.1.4 Interruptores

- Contactos principales: inspeccionar y reemplazar si es necesario. Chequear la alineación, movimiento y penetración. Hacer pruebas operacionales a baja velocidad. Probar la resistencia de contacto.
- Contactos de transferencia o auxiliares: inspeccionar y cambiar si es necesario. Revisar el movimiento y la alineación. Hacer pruebas operacionales a baja velocidad.

- Resistores: revisar los resistores, el montaje y los conductores. Chequear la resistencia de cada resistor.
- Tubos de expulsión: inspeccionarlos y reemplazarlos, si es necesario. Usar el megger para revisar la condición.
- Bomba de explosión: inspeccionarla y repararla si fuera necesario. Probarla a baja velocidad para una suave operación. Inspeccionar el cilindro de la bomba. Medir la resistencia a tierra.
- Aislamiento estacionario y de soporte: inspeccionar y probar para determinar su condición. Reemplazar si es necesario.
- Tubos rotatorios: inspeccionarlos, revisar posibles fisuras, inspeccionar las guías y probarlas.
- Varillas de operación: inspeccionarlas, revisar posibles fisuras o daños y probarlas, si están aisladas.

5.2.1.1.5 Estado de fusibles AC y DC

Se observará y medirá continuidad de los fusibles ubicados en el panel de mecanismos del interruptor, verificando si éstos están explotados. También se debe corroborar que por lo menos existan dos fusibles de repuesto.

5.2.1.1.6 Estado de conexión a tierra del interruptor

Se observará el estado físico de la conexión a tierra de los paneles de mecanismos y relevadores, también del interruptor, verificando si presentan conectores flojos, oxidados, soldaduras en mal estado, cables rotos o deshilados que reduzcan sus características de protección.

5.2.1.1.7 Misceláneos

CT's: inspeccionarlos, revisar posibles daños, signos de sobre calentamiento y humedad. También revisar los conductores secundarios. Inspeccionar la caja de junción del CT. Usar el megger para chequear continuidad.

5.2.1.2 Inspección y mantenimiento del mecanismo de operación

5.2.1.2.1 Diagrama

Inspeccionar el paso *Check-latch* y su conexión. Reemplazar si es necesario.

5.2.1.2.2 Interconexión y alarma de arranque

Inspeccionar y chequear los seguros, chequear el indicador de posición, limpiar el vidrio si fuera necesario.

5.2.1.2.3 Amortiguadores de viaje

Inspeccionar y reemplazar, si es necesario, cola, poste de reacción y los amortiguadores de viaje.

5.2.1.2.4 Pistón

Inspeccionar el pistón, el cascarón, el anillo y la varilla de éste. Reparar o reemplazar si fuera necesario. Inspeccionar el cilindro. Limpiarlo y pulirlo, si es necesario.

5.2.1.2.5 Mecanismo de cierre

Revisar e inspeccionar todas las válvulas y mecanismos. Lubricar si fuera necesario. Inspeccionar y probar los cables, calentadores e interruptores auxiliares de control. Inspeccionar y probar todos los interruptores de presión. Reemplazar las partes, si fuese necesario.

5.2.1.2.6 Mecanismo de viaje

Inspeccionar el pestillo de viaje, cable de viaje, mecanismo del pestillo, válvulas de viaje y operación de la unión. Reparar o reemplazar si es necesario. Lubricar donde sea necesario, según el manual del fabricante.

5.2.1.2.7 Relevadores auxiliares

- Relevador X: inspeccionar y probar.
- Relevador Y: inspeccionar y probar.
- Interruptor DB: inspeccionar y probar (tiempo).

5.2.1.2.8 Calentador

- Válvula: inspeccionar y revisar con amperímetro.
- Compresores: inspeccionar y revisar con amperímetro.
- Tanque de aire: inspeccionar y revisar con amperímetro.
- Gabinete: inspeccionar y revisar con amperímetro.
- Acumulador o receptor de aire: inspeccionar y revisar con amperímetro.
- Termóstato: inspeccionar y revisar. Revisar la configuración.
- Calentadores de aceite del tanque: inspeccionar y revisar con amperímetro.

5.2.1.2.9 Compresores de aire

Inspeccionar, limpiar y probar. Enviar al lugar apropiado para un *overhaul* y reemplazarlo con los repuestos, si es necesario realizar una reparación. Revisar posibles tiempos excesivos de acción.

Asegurarse de encenderlos semanalmente por unos 10 minutos. Remover la humedad del sistema periódicamente.

5.2.1.2.10 Sistema hidráulico

Inspeccionar, limpiar y probarlo. Enviar al lugar que se considere apropiado para un *overhaul* y reemplazarlo con los repuestos, si es necesario realizar una reparación. Inspeccionar y limpiar el motor. Cambiar el fluido cada 5 años. Revisar los filtros de pantalla y pre-cargarlo cada *overhaul*. Revisar posibles fugas y tiempo excesivo de acción.

5.2.1.2.11 Fuente de potencia

Revisar fusibles, transformadores y arrancador. Reparar o si se diera el caso reemplazar si es necesario.

Inspeccionar, limpiar y ajustar el interruptor auxiliar, si el caso lo amerita y fuera imprescindible.

5.2.1.2.12 Bloque de terminales y cables de control

Revisar con megger, examinar, verificar si se encuentran ajustados y reparar si es necesario.

5.2.2 Mantenimiento preventivo

5.2.2.1 Pruebas de campo

5.2.2.1.1 Pruebas tiempo de contacto y operación mecánica

Las pruebas de tiempo que se realizan en ETCEE-INDE, son con el equipo TDR9000 Doble, las cuales se realizan por medio de transductores y conexiones dependiendo del tipo de interruptor:

- Tiempo de viaje.
- Tiempo de cierre.
- Tiempo de viaje libre.
- Re-cierre.
- Tiempo muerto del interruptor.
- Sincronización de contactos.
- Tiempo de pre-inserción de resistor.
- Viaje (total, de inserción de contacto, de sobre viaje, de rebote).
- Velocidad (instantánea y promedio).

Procedimientos para las pruebas de tiempo

- Preparación del sitio. Las tareas para la preparación del sitio son las siguientes:
 - Preparación del interruptor, incluyendo las conexiones de seguridad, las cuales son comunes para pruebas a tanque vivo o muerto.
 - Instalación de los transductores rotativo/lineal, en función de las pruebas.
 - Configuración del TDR9000 Doble, la cual es común para las pruebas.
 - Remoción de las tierras de seguridad, la cual es común para las pruebas.

- Preparación del interruptor. La preparación del interruptor incluye los siguientes aspectos:
 - Apertura del interruptor.
 - Apertura, bloqueo y marcado de los *switches* desconectores aisladores.
 - Conexión de las tierras de seguridad a puntos limpios y luego a cada una de las boquillas del interruptor.
 - Remoción de la alimentación DC de los circuitos de cierre y disparo del panel de control.

- Instalación del transductor
 - Conectar a tierra.
 - Terminar las conexiones del TDR9000.
 - Terminar las conexiones hacia el interruptor a ser probado.

Procedimientos para conexiones del transductor en pruebas a interruptor a tanque muerto: Puesto que los voltajes de prueba son menores de 48V, es importante proveer una buena conexión entre los cables de monitoreo de contacto y las boquillas.

Para instalar el transductor se realiza lo siguiente:

- Determinar la localización para el transductor en el tanque apropiado. Remover la cubierta superior del interruptor.
- Instalar la plataforma de montaje para el transductor.
- Insertar la varilla de conexión del transductor dentro del agujero roscado en la varilla de operación del interruptor.

La varilla del transductor debe ser instalada y removida mientras el mecanismo está arriba. De esta forma, si el interruptor de circuitos se activa accidentalmente, la varilla puede solamente moverse hacia abajo.

- Fijar el accesorio rotativo/lineal al transductor.
- Montar el transductor al tanque.
- Posicionar el transductor en la plataforma de montaje, tal que la varilla de conexión quede centrada en su trayectoria. Verificar que la varilla de conexión no pega con la plataforma de montaje.
- Rotar la perilla de la abrazadera del transductor hasta que la roldada de movimientos pequeños apriete a la varilla de conexión contra roldada grande.
- Asegurar la placa base de 6" x 10" del transductor a la plataforma de montaje usando 2 o más pinzas tipo "C".

Procedimientos para conexiones del transductor en pruebas a interruptor a tanque vivo: Puesto que el voltaje de prueba de los contactos principales está entre 7.5 y 15V, es importante proveer una buena conexión entre los cables. Se sugiere enrollar los cables alrededor de la porcelana, con el fin de liberar a los caimanes del peso de los cables y asegurar un mejor contacto. Para la mayoría de los interruptores de tanque vivo, la medición del movimiento es difícil, debido a la inaccesibilidad de los componentes móviles. En muchos casos el transductor no puede ser fijado directamente a la porción del contacto en movimiento de un mecanismo de un interruptor de tanque vivo. En tales casos, este debe ser fijado a otra parte del mecanismo cuyo movimiento sea relativo a la que se pretende medir a través de una función de transferencia. Comúnmente, esta localización de montaje se encuentra cerca del semáforo, el cual indica el estado del interruptor.

Para una referencia completa, conviene observar el manual del fabricante para la configuración de los transductores.

Para la colocación del transductor, debe configurarse según si es para movimiento lineal o rotatorio. A continuación, se describen ambos procedimientos.

Para configurar movimiento rotatorio:

- Remover el Mandril rotativo de su posición de almacenamiento en la placa, sosteniendo del mandril rotándolo en sentido contrario a las agujas del reloj.
- Remover la placa de sostenimiento del mandril del transductor aflojando los 2 tornillos.
- Posicionar la porción *Wrench* de la placa de sostenimiento del mandril en la flecha rotativa.
- Enroscar el mandril rotativo en la flecha rotativa y apretarla a mano.
- Insertar la llave del mandril dentro del mandril rotativo.
- Sostener la palanca de sostenimiento del mandril contra el transductor y utilizar un objeto ligero para roscar la llave del mandril hasta que ésta gire al mandril rotativo en sentido de las manecillas del reloj, apretando el mandril rotativo en la flecha rotativa.
- Remover la llave del mandril del mandril rotativo.
- Remover la placa de sostenimiento del mandril de la flecha rotativa y utilizar los 2 tornillos para asegurarlo a la posición ROTATIVA en el transductor.

Para configurar el movimiento lineal se realizan los siguientes pasos:

- Remover la placa de sostenimiento del mandril transductor aflojando los dos tornillos.
- Posicionar la porción *Wrench* de la placa de sostenimiento del mandril en la flecha rotativa.
- Girar el mandril rotatorio en sentido contrario a las manecillas del reloj y removerlo de la flecha rotativa.
- Almacenar el mandril rotativo en la placa de sostenimiento del mandril.

Procedimientos para la conexión de los cables del panel del TDR9000:

- Remover la cubierta frontal de protección y guardarla en un lugar seguro para volverla a usar. Si la opción de impresora está disponible, situarla cerca de la computadora portátil.
- Conectar el cable de tierra dentro del receptáculo de tierra del sistema y aterrizar el otro extremo.
- Conectar el cable del interruptor de seguridad dentro del receptáculo del modulo del sistema.
- Asegurarse que el voltaje de línea de la alimentación es correcto.
- Conectar el terminal macho del cable de transductor de movimiento a uno de los tres conectores de MOVIMIENTO en el módulo OCB/Movimiento del TDR9000.
- Conectar la terminal hembra del cable de transductor movimiento.
- Conectar en lado del cable de control del interruptor al conector DISPARO/CIERRE TRIP/CLOSE en el módulo del sistema del TDR9000, luego conectar el otro extremo del cable de control del interruptor.
- Conectar las terminales de disparo a través de las terminales del interruptor de disparo manual, en el panel de control del interruptor de circuito. Conectar las terminales de cierre a través de las terminales del interruptor de cierre manual en el panel de control del interruptor de circuito.
- Tomando las precauciones de seguridad apropiadas, utilizar los accesorios proporcionados por el fabricante para conectar, ya sea un cable monitor de contactos OCB al conector OCB en el modulo y luego a la boquilla apropiada del interruptor o cables monitor de contacto EHV a los conectores EHV del modulo del TDR9000 y luego a las boquillas apropiadas del interruptor.

Procedimientos para la realización de la prueba: A continuación, se explican los procedimientos involucrados en la ejecución de la prueba, que incluye:

- Remoción de las tierras de seguridad.
- Ejecución de la lista de verificación de pre pruebas.
- Ejecución de la prueba de continuidad.
- Ejecución de la prueba.
- Almacenamiento de resultados.
- Desconexión al finalizar la prueba,

Remoción de las tierras de seguridad: antes de que la prueba se realice, las tierras de seguridad deben ser removidas de un lado del interruptor. Éstas pueden ser removidas de cualquiera de los lados del interruptor. Ciertas condiciones eléctricas-físicas; sin embargo, pueden dictar cuáles tierras de seguridad deben ser removidas, tales como si el interruptor está cercanamente conectado al transformador de potencia sin cuchilla, en cuyo caso la tierra debe quedar de ese lado, o bien si existe alto voltaje entre uno de los lados del interruptor y la cuchilla más cercana, en cuyo caso, la tierra debe quedar en la sección más grande del bus de alto voltaje.

Lista de verificación de pre-pruebas: se debe realizar la verificación de los siguientes puntos para asegurar que el sistema esté configurado para pruebas de forma segura.

- Interruptor de circuito bajo prueba, es sacado de servicio de acuerdo con las reglas de seguridad de la empresa.
- Un cable de tierra de seguridad es instalado en el equipo de pruebas.
- Se tiene una adecuada fuente de alimentación de corriente alterna.
- Una terminal de cada fase está aterrizada.

- Todos los cables están conectados al equipo de pruebas.
- La varilla de conexión del transductor está acoplada a la varilla del interruptor.
- El accesorio rotativo es instalado (opcional)
- Todos los cables del transductor de movimiento son conectados al transductor.
- Todos los cables monitor de contactos son conectados a las boquillas del interruptor.
- Todos los parámetros de pruebas son configurados a través del panel.
- Todos los ganchos de corriente son ajustados a cero, si son utilizados.

Prueba de continuidad: esta prueba es opcional y confirma que los cables y caimanes estén adecuadamente conectados. La prueba debe realizarse con el interruptor cerrado.

Los pasos a seguir son:

- Seleccionar continuidad en la lista de selección.
- Seleccionar correr la prueba.
- Seleccionar continuar.
- Presionar el botón en el cable del interruptor de seguridad hasta que la alarma cese.

Cuando la prueba resulta satisfactoria, aparece el resultado en la pantalla, mientras que si la prueba falla, se debe verificar cada conexión.

Ejecución de la prueba: ya conectado de forma apropiada el equipo, se realizan los siguientes pasos:

- Seleccionar el tipo de prueba de la lista.

- Seleccionar *run xxx, Test* en donde se designa el tipo de prueba.
- Seleccionar continuar.
- Presionar el botón del cable del interruptor de seguridad, hasta que la alarma cese.

Una vez que la recolección de datos termina, el programa presenta una gráfica con los datos y una tabulación de los mismos.

Análisis de resultados: al igual que las pruebas realizadas con el equipo M4000, los resultados de las pruebas deben compararse con los datos obtenidos en fechas previas o con equipos similares, en el caso que sea la primera prueba o no se cuente con registros de pruebas anteriores. Además, otra buena base para realizar estimaciones del estado en que se encuentra el transformador, es la revisión de los parámetros dados por el fabricante del interruptor de potencia.

Sin embargo, cabe destacar que el programa del equipo de pruebas realiza estimaciones, tales como condición buena, falla o que requiere de más pruebas o la repetición de las mismas. A continuación se muestra una tabla de ejemplo para un interruptor típico de 69kV.

Tabla VI. Ejemplo de tiempos para un interruptor típico de 69kV

P R U E B A	TIEMPO, VELOCIDADES
Tiempo de apertura, 31.5kA de interrupción	32 m/s
Velocidad de apertura	De 3.9 a 4.3 m/s
Tiempo de cierre	De 45 a 60 m/s
Velocidad de cierre	De 2.7 a 3 m/s
Tiempo de recierre, 31.5kA de interrupción	20 ciclos mínimo

Fuente: *Doble Engineering Company. Pruebas de tiempo para un interruptor típico de 69 kV. Pág. 35.*

5.2.2.1.2 Mediciones de resistencia

Los siguientes elementos deben ser medidos con un multímetro normal, o con un megger según se indique.

- Contacto principal.
- Resistores de apertura.
- Cables de cierre y viaje.
- Resistores en el circuito de control.
- Calentadores.

Megger

- CT's (puede referirse al apartado de equipos de medición).
- Cables de control y bloque de terminales.

Misceláneos

- Operación del interruptor desde todos los puntos de control.
- Capacitancia de condensadores en los circuitos de control.
- Ajuste en el rango de operación de los interruptores de presión.
- Operación del interruptor auxiliar.
- Consumo de aire para las operaciones de viaje.
- Operación de la bomba y compresor.
- Revisión de alarma de presión baja.
- Continuidad de CT's.
- Pruebas de aceite (rigidez dieléctrica)

5.2.2.1.3 Pruebas de pérdidas dieléctricas y factor de potencia

Las pruebas de pérdidas dieléctricas y factor de potencia realizan ensayos para determinar el correcto estado del interruptor, por medio de lo siguiente:

- Prueba a interruptor abierto en cada *bushing*.
- Prueba a interruptor cerrado en cada *bushing*.
- Cálculo del índice de pérdidas en el tanque (TLI).
- Prueba a espécimen no aterrizado (UST) entre *bushings* en cada fase con interruptor abierto. Esta prueba se realiza en ciertos interruptores.
- Muestra de aceite (el procedimiento puede referirse al que se realiza en transformadores, en el apartado de prueba a transformadores).

Voltajes de prueba

Los interruptores de potencia con aceite con clase de aislamiento nominal de 15kV (por ejemplo, 14.4kV), y mayores, son rutinariamente probados a 10kV. Los que tienen valores nominales menores a 10kV se prueban a un voltaje conveniente o por debajo del que se encuentra en los datos de placa de la unidad.

Tabla VII. Voltajes de prueba recomendados para pruebas con el equipo doble M2H a Interruptores de potencia con aceite

Valor nominal del interruptor	Voltaje de prueba (kV)
Clase 15kV y mayor	10
7.2 y 7.5kV	5
Clase 5kV y menor	2

Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de Pruebas Doble M4000. Págs. 4-42.*

Procedimiento de la prueba

Rutinariamente se desarrollan 9 pruebas generales (*overall*) en un interruptor de potencia trifásico con aceite, 3 pruebas por fase, tal como se detalla a continuación:

Tabla VIII. Procedimientos de la prueba de *overall* en interruptores de potencia con aceite

Prueba No.	Posición del interruptor	Modo de prueba	<i>Bushing</i> energizado	<i>Bushing</i> flotante*
1	Abierto	GST	1	2
2	Abierto	GST	2	1
3	Abierto	GST	3	4
4	Abierto	GST	4	3
5	Abierto	GST	5	6
6	Abierto	GST	6	5
7	Cerrado	GST	1 & 2	---
8	Cerrado	GST	3 & 4	---
9	Cerrado	GST	5 & 6	---

* Para la mayoría de interruptores, los *bushings* están numerados de izquierda a derecha comenzando en el gabinete de control.

Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de Pruebas Doble M4000. Págs. 4-42.*

Para todas las pruebas, el tanque del interruptor debe ser aterrizado apropiadamente; es recomendable conectar el equipo de pruebas directamente a la tierra del interruptor.

Un cable de bajo voltaje (LV) no es requerido para las pruebas de *overall*, y el interruptor LV Switch del equipo de pruebas, debe estar en la posición GST-Ground (R, B). Todos los buses y aisladores deberían estar desconectados de los *bushings* para que los resultados de las pruebas se refieran exclusivamente al interruptor.

Las pruebas de *overall* en interruptores son siempre complementadas con pruebas separadas en *bushings* (UST en el aislamiento principal C1, GST en el aislamiento del tap C2 y/o pruebas de collar caliente) y en muestras de aceite de cada tanque.

Para cada una de las pruebas, las lecturas de corriente y Watts son registradas y los factores de potencia calculados. Estos últimos son corregidos para la temperatura ambiente en base al tipo de *bushing*, y no del tipo de interruptor.

Consideraciones generales

Las conexiones del cable de prueba al *bushing* para la prueba de *overall*, en un interruptor con aceite y la aplicación de voltaje, establecen un campo eléctrico entre el centro del conductor del *bushing* y las partes aterrizadas del interruptor. Las pérdidas en cualquier aislamiento, el cual es en un campo eléctrico, no son dependientes del gradiente del potencial (voltaje por unidad de distancia) en el punto de localización del aislamiento. En un interruptor con aceite, a un voltaje de prueba fijo, el gradiente de potencial es dependiente de la forma y tamaño de los electrodos (el centro del conductor del *bushing*) que está cerca del electrodo largo (el tanque o la brida de aterrizaje del *bushings*). A un voltaje de prueba dado, estos gradientes son generalmente mayores en interruptores de bajo voltaje y tanque pequeño, que en interruptores de mayor tamaño y voltaje.

Entre el centro de los conductores de un *bushing* y tierra, están localizados los aislamientos del *bushing* y el aceite; en el aceite hay varios miembros auxiliares de aislamiento. Dado que la brida de aterrizaje del *bushing* está mucho más cerca del conductor del centro del *bushing*, que lo que está el tanque, el gradiente en el aislamiento del *bushing* es mucho más alto que el gradiente en el aceite.

El gradiente en los aislamientos auxiliares es menor que el gradiente en el aislamiento del *bushing*. Las pruebas, por consiguiente, son primariamente en el *bushing*, y la cantidad de pérdida medida en los aislamientos auxiliares, es dependiente de su condición y su localización en el campo eléctrico.

Análisis e interpretaciones

Una prueba sencilla a interruptor abierto incluye el aislamiento de un *bushing* (CB) y cualquier otro aislamiento de bus conectado (C1). Cuando el interruptor es cerrado, el aislamiento de ambos *bushings* (C'B) y los aislamientos de bus (C'1) se incluyen. Los campos eléctricos en todos estos aislamientos son esencialmente los mismos para ambas pruebas. Por consiguiente, debido a estos aislamientos solos, los Watts y pérdidas registradas para la prueba de interruptor cerrado deberían ser iguales a la suma de los Watts y pérdidas registradas para las 2 pruebas de interruptor abierto que midan esto. Si no lo son, entonces cualquier diferencia debe ser debida a pérdidas en los aislamientos auxiliares, los cuales no son forzados por igual para ambas condiciones de prueba. La cantidad de tal diferencia puede ser usada como un criterio para juzgar la condición del aislamiento auxiliar, y se refiere como “índice de pérdidas del tanque” (TLI).

$$\text{TLI} = \text{Watts a interruptor cerrado} - \text{suma de ambos Watts a interruptor abierto}$$

En esta fórmula, el TLI asume un valor positivo cuando los Watts a interruptor cerrado, es mayor que la suma de ambos a interruptor abierto, y es negativo en el caso contrario. El TLI no es corregido para temperatura. Para un interruptor dado los TLI's son comparados entre fases, con resultados de pruebas previos (si hay), con resultados registrados para interruptores similares en el sistema, y con la información tabulada en el manual del fabricante del equipo de pruebas.

La siguiente tabla ofrece una guía en la investigación de resultados de TLI anormales. Muchos de los interruptores de potencia con aceite tienen TLI's normales en el rango de $-10W$ a $+0.05W$

Tabla IX. Lineamiento para la investigación de TLI's anormales en interruptores de potencia

TLI en Watts				
< -0.20 W	Entre -0.1W y -0.2W	De -0.1W a 0.05W	Entre 0.05W y 0.1W	> 0.1W
Investigar de inmediato	Probar de nuevo o con mayor frecuencia	Normal para la mayoría de tipos de interruptores en una rutina de pruebas normal	Probar de nuevo o con mayor frecuencia	Investigar de inmediato
Ensamblaje de guía de rodamiento o alzamiento, ensamblaje de contacto (interruptor), y parte superior del rodamiento de alzamiento			Rodamiento de alzamiento, aceite del tanque, tanque lineado y aislamiento del soporte de contacto auxiliar.	

Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de Pruebas Doble M4000. Pág. 446.*

El rango de datos y recomendaciones dadas en la tabla, deberían ser tomadas como información general. Ciertos interruptores pueden tener TLI's normales cuando difieren del rango dado en la tabla. Por consiguiente, es imperativo comparar los valores de TLI entre tanques de un interruptor dado, y con los resultados registrados para otros interruptores similares. Cuando los interruptores tienen TLI's sólo ligeramente encima del rango normal esperado, la condición debería ser monitoreada haciendo pruebas en un itinerario más frecuente, con el objetivo de mantenerlo vigilado de posteriores desempeños. Cuando los TLI's están bastante alejados del rango de normalidad, una investigación, incluyendo pruebas separadas en los miembros internos del interruptor, debería ser realizada de inmediato.

Aceite

Para la prueba de circuito abierto en cualquier *bushing*, la porción de aceite (Co) entre el conductor central del *bushing* y el tanque, se incluirán en la prueba. El aceite deteriorado será, por consiguiente, causa de un incremento en la pérdida de Watts para ambas pruebas del circuito abierto. Cuando el interruptor es cerrado, el aceite entre cada *bushing* y el tanque, serán incluidos sustancialmente, así como en cada prueba a circuito abierto. En suma, sin embargo, la porción de aceite del que se halle entre el *crosshead* y el tanque, será incluida. Si el aceite está en buenas condiciones, la pérdida en él será pequeña y su efecto en el TLI será por el contrario, pequeño, pero en dirección positiva del TLI. Si el aceite está considerablemente dañado, el efecto en el TLI aún será positivo, pero mucho mayor. En la práctica, cuando el aceite está deteriorado, la condición de otros miembros es considerablemente más dañada y podría tener más efecto en las pérdidas medidas del tanque que en el aceite.

Guías de la varilla de contacto

Algunos tipos de interruptores con aceite, tienen conectado entre las terminales del fondo de los 2 *bushings*, un miembro de madera para guiar la varilla de operación. La resistencia de aislamiento de esta varilla, se representa por Rcg. En una prueba de circuito abierto, el final de la guía conectada al *bushing* energizado estará al potencial de prueba. El final conectado al *bushing* desenergizado estará prácticamente al potencial de tierra, dado que la impedancia de este *bushing* desenergizado, será mucho menor que la resistencia de la guía. Cada prueba de interruptor abierto, incluirá la pérdida en la guía.

En la prueba de interruptor cerrado, la pérdida en esta guía será eliminada, ya que ambos *bushings* están conectados por el *crosshead*. Las pérdidas en la guía de cruce (*crossguide*) causarán que el TLI sea negativo.

Mientras que la guía de cruce meramente conecta los 2 *bushings* y está siempre aislada de tierra por ellos, pudiera parecer que el deterioro en ella es de pocas consecuencias. Mientras probablemente es permisible más deterioro que en el caso de un *bushing*, un deterioro extremo podría impedir al interruptor abrir el circuito, ofreciendo un paso de corriente entre ambos *bushings*.

Otros tipos de guías

En otros tipos de interruptores en vez de una guía de cruce, una V, caja o guía de otra forma, es empleada. Aunque no está en contacto con algún conductor energizado, está en un campo eléctrico, debido a la capacitancia entre él, el conductor energizado y tierra, así como su resistencia a tierra.

Dado que el *bushing* desenergizado está efectivamente a potencial de tierra, la capacitancia desde la guía a tierra, es relativamente larga, y el gradiente del potencial en la guía es relativamente alto. Si la guía se deteriora, habrá pérdidas en él, las cuales serán medidas en cada una de las pruebas a interruptor abierto.

Cuando el interruptor es cerrado, el campo eléctrico en la guía ($R'g$) es cambiada considerablemente de aquella en la prueba de circuito abierto (Rg). La capacitancia a las partes energizadas se incrementa, pero la capacitancia a tierra se reduce considerablemente, debido al efecto del blindaje creado por el *crosshead* energizado y el otro *bushing*. El cambio resultante en el campo eléctrico causa que el TLI sea negativo. Si la guía está en buenas condiciones, el efecto en el TLI será pequeño. Si la guía está deteriorada, las pérdidas obtenidas para ambas pruebas, interruptor abierto y cerrado, serán altas, pero en TLI serán negativas y además altas.

Aislamiento del ensamblaje de contacto (interruptores)

Los interruptores de alto voltaje pueden estar equipados con ensamblajes de interrupción o contacto, montados en la parte baja de cada conductor del *bushing*. Los miembros del aislamiento de estos ensamblajes, afectan las pruebas en forma similar a las guías.

Este aislamiento del ensamblaje se incluye en las pruebas de interruptor abierto, debido a su presencia en el campo eléctrico establecido entre el *bushing* energizado y el desenergizado y con el tanque aterrizado. En la prueba a interruptor abierto, el *bushing* desenergizado está prácticamente a potencial de tierra y el gradiente de voltaje promedio en el aislamiento del ensamblaje de contacto, es relativamente alto.

En una prueba a interruptor cerrado, debido al efecto de blindaje del otro *bushing* y el *crosshead*, la capacitancia a tierra se reduce y el gradiente promedio y las pérdidas en el aislamiento del ensamblaje de contacto, serán reducidas.

Un aislamiento del ensamblaje de contacto deteriorado o contaminado, causará que los watts en el interruptor cerrado o abierto sean altos, y el que el TLI sea negativo y también alto.

En el caso de guías en “V” o de cajón, los interruptores no tienen caminos directos a tierra y podría parecer que el deterioro en ellos es de poca importancia; sin embargo, hay altas pérdidas, las cuales se desarrollan en estos miembros, lo que puede indicar que humedad está entrando en el tanque y deteriorar otros aislamientos mucho más vitales. Humedad excesiva puede hacer que se comben o deformen partes del interruptor y que el conductor funcione mal. Altas pérdidas en estos miembros pueden también tender a ocultar fallas en los *bushings* mismos.

Algunos tipos de interruptores de potencia con aceite, tienen una forma de resistencia asociada con cada interruptor para distribuir el voltaje a través de los contactos que se abren de forma igual. Esta resistencia, R_{cr} está en serie con la capacitancia C_{oc} , desde el contacto más bajo a través del aceite al tanque. Tal construcción usualmente causa relativamente altas pérdidas a las pruebas obtenidas de interruptor abierto; si embargo, tal resistencia es corto-circuitada y no afectará las pruebas. En tales casos, el TLI es negativo y alto sin indicación de cualquier deterioro.

Varilla de operación

En la prueba de interruptor abierto, hay una capacitancia entre la varilla de operación (R_1) y el *bushing* energizado, así como resistencia y capacitancia distribuida a tierra. Dado que la varilla de operación está en la posición baja, la sección central estará lo más cerca del conductor del *bushing* y tendrá un mayor gradiente de potencial que en las secciones del fondo y del tope.

En la prueba de interruptor cerrado, la varilla de operación se conecta directamente entre el *Crosshead* vivo y tierra (R'_1). El gradiente de voltaje en la mayor parte de la varilla de operación es marcadamente incrementada en las pruebas de interruptor abierto. Deterioro o contaminación de la varilla podría causar que el TLI sea positivo y grande.

Los esfuerzos en la varilla de operación en la prueba de interruptor cerrado, son algo diferentes que aquellos durante las pruebas a interruptor abierto. Las secciones del fondo y del centro están sujetas a esfuerzos de mayor extensión, mientras que las secciones superiores tienen los esfuerzos más reducidos. La parte superior de la varilla de operación, la cual se extiende dentro del mecanismo de empaque, está enteramente removida del campo eléctrico. Si humedad desde el mecanismo de empaque ha entrado en la sección superior de la varilla de operación y no ha avanzado muy lejos en la varilla, esto puede conducir a sospechar un deterioro en las guías varilla de operación o

en el aislamiento del interruptor o del contacto. La parte húmeda de la varilla podría estar en un campo eléctrico durante la prueba a interruptor abierto, pero durante las pruebas a interruptor cerrado, podría ya sea ser removido del campo eléctrico o bien el esfuerzo reducido. Tal condición podría causar que el TLI sea negativo. Usualmente, sin embargo, el deterioro en una varilla de operación es más general, y el TLI será positivo.

Forros del tanque (aislamientos)

Para la prueba a interruptor abierto en un *bushing*, una porción del forro del tanque (R_t) estará en el campo eléctrico de éste. Con el otro *bushing* energizado, una porción diferente del forro del tanque ($R't$) estará en su campo eléctrico. Cuando el interruptor está cerrado, ambas porciones del forro estarán sustancialmente a la misma intensidad de campo eléctrico que en las pruebas a interruptor abierto y, en suma, otras partes del forro, para las cuales las pruebas a interruptor abierto tienen poco o cero gradiente de voltaje, ahora se hallan en un campo relativamente fuerte producido por el *Crosshead* que está siendo energizado. Así como con aceite deteriorado, un forro dañado tenderá a tener una mayor influencia global en las pruebas a interruptor cerrado, y con ello causará que el TLI se halle en la dirección positiva.

Aislamientos del soporte de los contactos auxiliares

Algunos tipos de interruptores de potencia con aceite, tienen características de interrupción múltiple; los contactos auxiliares que están siendo soportados por un aislamiento, tal como porcelana, la cual en las pruebas a interruptor abierto está a lo sumo en un campo eléctrico muy débil. Por esta razón, el deterioro en este aislamiento tendrá prácticamente un efecto nulo en las pruebas a interruptor abierto.

En las pruebas a interruptor cerrado, tal aislamiento (C'a) está directamente entre partes energizadas y tierra, estará en un campo relativamente fuerte. Cualquier contaminación o deterioro causará que el TLI sea alto y positivo.

Investigaciones

A veces, es de interés investigar resultados anormales, haciendo una serie de pruebas a varios voltajes, para determinar si la condición causante del resultado anormal es no lineal o sensible al nivel de tensión de experimento dentro del rango del equipo de prueba. Esto puede incluir un incremento de voltaje a 12kV en el caso de pruebas normalmente realizadas a 10kV.

En muchos casos, cuando pérdidas anormalmente altas o factores de potencia altos se obtienen, no es posible afirmar definitivamente que cualquier aislamiento particular (y solo él únicamente) está deteriorado. Por ejemplo, si se obtienen altos factores de potencia o pérdidas para ambos *bushings* en las pruebas a interruptor abierto y cerrado, y el índice de pérdida del tanque (TLI) resulta bajo, podría haber una combinación de fallas. Ambos *bushings*, o los aisladores conectados a ambos *bushings*, pueden estar con fallas. Otra posibilidad es que ambos miembros guías o el aislamiento del ensamblaje de contacto y la varilla de operación, aceite, forro del tanque, etc., tienen falla.

Antes de confirmar finalmente una parte deteriorada del aislamiento del interruptor de potencia, una mayor investigación debería ser realizada. Obviamente, cualquier cosa que pueda ser hecha externamente, debería ser realizada antes. Los aisladores de bus pueden ser desconectados y la porcelana del *bushing* limpiada. Una muestra de aceite del tanque sospechoso debería ser sometida a prueba. En algunos casos, pruebas auxiliares pueden ser usadas para confirmar el análisis de las estándar. Por ejemplo, si las pruebas indican que posiblemente, tanto la varilla de operación y la guía del tipo cruce tienen altas pérdidas, la guía de cruce puede ser eliminada y las pérdidas de la

varilla minimizadas conectando los dos *bushings* juntos externamente y probar la combinación con el interruptor abierto.

Esta misma prueba también causará que las pérdidas en el ensamblaje de contacto o en una guía en “V” o tipo cajón, sean ligeramente reducidas. Una varilla de operación, la cual está deteriorada sólo en la parte superior, puede también ser indicada en esta prueba, llevando al interruptor a la posición más cercana a cerrada y notando en qué forma las pérdidas se reducen. En un interruptor equipado con la guía de tipo cruce, la pérdida actual en la guía solamente puede ser determinada con el interruptor abierto, energizando un *bushing* con el otro conectado a UST.

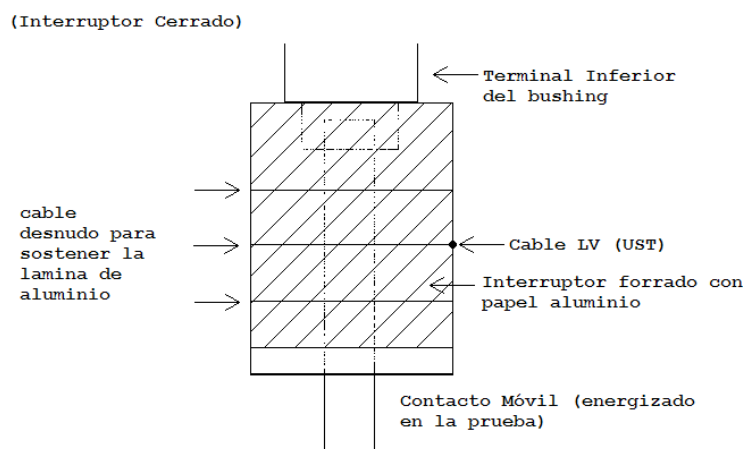
Tales pruebas externas, mientras son útiles en el análisis, pueden resultar poco positivas para obtener información sobre ciertos aislamientos deteriorados. Pruebas separadas en solamente los miembros sospechosos, deberían ser hechas. Estas pruebas necesitan bajar (quitar) el tanque, o en el caso de tanque fijos, extraer el aceite.

El remover el aceite no cambia fundamentalmente el arreglo del circuito eléctrico, pero altera las proporciones relativas de las constantes. El aire será sustituido por el aceite, y dado que tiene una constante dieléctrica menor que el aceite, cualquier pérdida en las guías, forros del tanque, etc., será disminuida, dado que el esfuerzo en ellos se reduce. Si el diseño del interruptor permite bajar el tanque, esto afectará aún más el circuito eléctrico. No sólo es aire, un material con menor constante dieléctrica, que sustituye al aceite, pero además la capacitancia se reduce al bajar el tanque aterrizado. Por ejemplo, el forro del tanque es removido casi por completo del campo eléctrico. La remoción del aceite también provoca un efecto de lavado que puede distribuir cualquier rastro de carbón u otra superficie contaminante que provoca un derrame en la superficie. En general, las pérdidas en un aislamiento auxiliar serán reducidas cuando el aceite es removido.

En algunos casos, pérdidas anormales pueden obtenerse, debido únicamente a depósitos de carbón, los cuales pueden ser rápidamente removidos. Por ejemplo, al remover y limpiar un blindaje de arco del *bushing* y la parte inferior de éste, se pueden reducir las pérdidas a valores normales.

Si se requiere una investigación interna, las partes de madera pueden ser probadas separadamente por el método de los 3 electrodos. A menudo, valores anormalmente altos de TLI son debidos a interruptores mojados, los cuales también pueden ser probados separadamente por dicho método; sin embargo, otro método para probar los interruptores individualmente, se muestra a continuación:

Figura 11. Método alternativo de prueba de interruptores



Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de Pruebas Doble M4000. Págs. 4-51.*

Mediciones separadas UST en el interruptor

En la figura siguiente, el área rayada representa una lámina de aluminio (por ejemplo, del tipo ordinario para uso doméstico), el cual es colocado ajustadamente alrededor de la superficie y mantenido en su lugar con cable desnudo. Debería haber

una adecuada claridad entre la lámina y las orillas superior e inferior del interruptor para prevenir un chispazo durante la prueba. El interruptor es cerrado y el cable de bajo voltaje (LV), se conecta a la lámina con el interruptor LV Switch del equipo de pruebas en la posición de modo UST; por consiguiente, las pérdidas del *bushing* y otras a tierra no serán medidas. (Nota: Esta técnica de prueba puede no ser aplicable a interruptores con resistores o pintura semiconductor a través de ellos).

Los interruptores, en su naturaleza, normalmente tienen relativamente un alto factor de potencia (10-20% no es fuera de lo común). Los materiales usados en la construcción de interruptores, tienen una afinidad por la humedad; también, una cierta cantidad de humedad es deseable para preservar la parte mecánica. Sin embargo, demasiada humedad puede causar un abultamiento y en consecuencia un sobre esfuerzo de las abrazaderas. Por otro lado, los interruptores no deberían ser sobre secados, dado que una gran reducción en el contenido de agua puede causar que la estructura se debilite mecánicamente, se afloje, se deforme y con ello se reduzca la efectividad del interruptor, tanto mecánica y eléctricamente.

Comentario: Los factores de potencia a interruptor abierto y cerrado, en este ejemplo, son altos, y el TLI es sólo ligeramente alto en la dirección positiva. Mientras que es posible que los mismos *bushings* puedan tener altas pérdidas, el alto factor de potencia del aceite también causará que las pruebas a interruptor abierto y cerrado tengan factor de potencia alto y hagan que el TLI sea positivo. Pruebas suplementarias de aceite y *bushings* podrán proveer información útil.

El patrón de datos mostrados en este ejemplo, es a menudo indicativo de la condición general de la contaminación interna. Generalmente, para reestablecer el buen funcionamiento del interruptor, es necesario el lavado a presión, con aceite limpio, del tanque y de miembros internos, el reensamblaje y limpieza de partes internas (tal como la estructura del interruptor), y el reemplazo o reacondicionamiento del aceite.

Pruebas a Interruptores tipo “T” e “Y” con tanque vivo

Voltajes de prueba

Estos interruptores están típicamente diseñados para aplicaciones de muy altos voltajes. De acuerdo con ello, todas las pruebas de rutina se desarrollan a 10kV. Sin embargo, a veces es de interés investigar resultados anormales haciendo una serie de pruebas a varios niveles de tensión de prueba, para determinar si la condición causante del resultado anormal es no lineal o sensible al voltaje dentro del rango de tensiones de prueba. Esto puede incluir voltajes de 12kV.

Procedimiento de la prueba

La prueba de *overall* para cada módulo de un interruptor “T” o “Y” de tanque vivo se describe a continuación:

Tabla X. Procedimiento de prueba para cada módulo de un Interruptor “Y” o “T” de tanque Vivo (Todas las pruebas son a interruptor abierto)

Prueba No.	Modo de prueba	Energizar	Aterrizar*	Guarda	UST	Medición de
1	UST	D	B	---	A	C1 + C2 + (R1 + S1)
2	UST	D	A	---	B	C3 + C4 + (R2 + S2)
3	GST	D	---	A, B	---	I3 + R3

Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de Pruebas Doble M4000. Págs. 4-58.*

*En casos donde la interferencia electrostática es alta, particularmente en el caso de la prueba 3, es útil aterrizar las cabezas de los interruptores o tanques de módulos adyacentes de la misma fase, con el objetivo de minimizar la influencia de la interferencia de las lecturas del medidor. Incrementando el voltaje de prueba a 12kV se logran mejoras de la respuesta a la interferencia con el incremento la corriente del

equipo bajo prueba. En casos donde la interferencia electrostática es extremadamente alta, se requiere del circuito de cancelación de interferencia.

Si se posee un equipo de prueba con doble punta de bajo voltaje, tal como el caso del equipo Doble M2H, se pueden realizar las pruebas de manera más sencilla. Las pruebas con punta doble de bajo voltaje (LV), realizadas usando las siguientes posiciones del LV Switch, se describen a continuación:

Tabla XI. Posiciones del LV Switch

Prueba No.	Energizar	Aterrizar	Guarda	UST	Posición del Switch LV en el panel del equipo de pruebas
1	D	B*	---	A	UST, Aterrizado B, Medido R
2	D	A*	---	B	UST, Aterrizado R, Medido B
3	D	---	A, B	---	GST, Guarda R, B, Aterrizado ---

* Para UST, la guarda y la tierra son lo mismo.

Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de Pruebas Doble M4000. Págs. 4-59.*

Cuando se va de la prueba 1 a la 2 (y, de la misma forma, de la 3 a la 4) no es necesario disminuir el voltaje de prueba y desenergizar el equipo de pruebas. En vez de eso, después de completar la prueba 1, se debe realizar lo siguiente:

- Regresar el interruptor selector a la posición de Check.
- Cambiar la posición del interruptor LV Switch en el transformador M2H.
- Tomar la lectura de corriente y Watts de manera normal.
- Repetir los pasos al ir de la prueba 2 a la 3.
- Luego de que la prueba 3 sea realizada, disminuir el voltaje de prueba a cero
- Desenergizar el equipo de pruebas.
- Continuar con el siguiente módulo.

Análisis de resultados

Las combinaciones de capacitor del *bushing* de acceso están ajustadas en base a los resultados de capacitancia y factor de potencia de las pruebas. (Nota: Mientras resistencias de pre-inserción y sus interruptores asociados se muestran al momento de ser incluidos en las pruebas 1 y 2, las resistencias R1/R2 son usualmente de valor ohmico bajo, y los interruptores S1/S2 tienen capacitancias relativamente bajas en comparación con los *bushings* y sus capacitancias asociadas. Por consiguiente, la influencia de R1/R2 y S1/S2 en las pruebas 1 y 2 son prácticamente nulas). En algunos interruptores, la capacitancia y/o factores de potencia se deben corregir para la temperatura basada en la información provista por los fabricantes. Los resultados también son comparados entre módulos para un interruptor dado, con resultados de pruebas previas (si hay), y con resultados registrados para interruptores similares en el sistema.

Las combinaciones de altas pérdidas y altos factores de potencia en la capacitancia del *bushing* de acceso, indican un deterioro o contaminación en el mismo, pero también pueden ser resultado de un derrame superficial (externo o interno) en el *bushing*. Una capacitancia mayor de lo normal puede indicar secciones corto-circuitadas en el ensamblaje del capacitor.

Altas pérdidas a lo largo de la columna “T” o “Y”, indican la posibilidad de un derrame superficial (interno o externo) en la misma, o humedad, la cual pudo haberse condensado en tubos internos y varillas. En el del último caso, pueden mejorar los resultados operando varias veces el interruptor.

Los CT’s asociados con estos interruptores, también son probados. Los CT’s son usualmente de diseño “libre”, pero en algunos casos pueden ser incorporados como parte de la columna de soporte del interruptor del módulo. En cualquier caso, una medición

general (*overall*) es desarrollada (devanado primario a tierra), y el factor de potencia es calculado y corregido para la temperatura. Los factores de potencia son comparados con CT's similares, asociados con el mismo interruptor, con resultados de pruebas previas (si hay), con resultados registrados para CT's similares en el sistema y con información tabulada en el manual del fabricante del equipo.

Algunos CT's "libres" están equipados con taps de potencial o de factor de potencia, que permiten, en suma a la prueba *overall*, mediciones adicionales de aislamiento de tap y UST. Para mayor información, puede referirse al apartado de transformadores de medición.

Pruebas Interruptores magnéticos de aire

Este tipo de interruptores, generalmente tienen una tensión nominal de 15kV y menor, son inicial y rutinariamente probados a los siguientes voltajes:

Tabla XII. Voltajes recomendados para interruptores magnéticos de aire

PRUEBA INICIAL	PRUEBAS DE RUTINA
Un voltaje debajo del inicio de corona (2kV para interruptor de 15kV).	-----
Voltaje de operación de línea a tierra (8kV para interruptores usados en sistemas de 13.8kV).	-----
10% a 25% sobre el voltaje nominal de operación de línea a tierra (8.8kV a 10kV para interruptores usados en sistemas de 13.8kV).	10% a 25% sobre el voltaje nominal de línea a tierra (8.8kV a 10kV para interruptores usados en sistemas de 13.8kV).

Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de Pruebas Doble M4000. Págs. 4-62.*

Para interruptores magnéticos de aire de bajo voltaje operando a 13.8kV, la serie inicial de pruebas podría ser hecha a 2, 8 y 8.8 a 10kV. Una vez que se ha establecido un punto de referencia a varios voltajes (por ejemplo, donde no se observe un apreciable

incremento inicial de pérdidas de Watts o alto factor de potencia que indiquen la presencia de corona), la rutina de pruebas siguientes entonces podría ser realizada sólo al voltaje más alto seleccionado para la prueba inicial. Resultados anormales obtenidos durante las pruebas de rutina, deberían ser investigados realizando pruebas adicionales a voltajes menores seleccionados para las pruebas iniciales ayudarán a determinar si la condición anormal es sensible al voltaje de prueba.

Los procedimientos estándar de pruebas para estos interruptores, se describen a continuación:

Tabla XIII. Conexiones de prueba a interruptores magnéticos de aire

PRUEBA No.	MODO DE PRUEBA	<i>BUSHING</i> ENERGIZADO*	<i>BUSHING</i> FLOTANTE*	<i>BUSHING</i> UST
1	GST	1	2	---
2	GST	2	1	---
3	GST	3	4	---
4	GST	4	3	---
5	GST	5	6	---
6	GST	6	5	---
7	UST	1	---	2
8	UST	3	---	4
9	UST	5	---	6

Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de Pruebas Doble M4000. Págs. 4-63.*

La porción del interruptor debe ser aterrizada apropiadamente con el objetivo de obtener datos adecuados.

Ordinariamente, este tipo de interruptores son incluidos en las pruebas con las rampas de arco en su lugar; sin embargo, con el objetivo de eliminar la influencia de éstos en el *bushing* y otros aislamientos a tierra, es preferible hacer las pruebas de la 1 a la 6 con éstos levantados o removidos. Esto es recomendado como un procedimiento de rutina para interruptores donde esto sea posible Si se obtienen resultados cuestionables

para estas pruebas con las rampas en su lugar, entonces se debe realizar una investigación repitiendo las pruebas con éstas removidas.

Si la corriente de carga para las pruebas de la 1 a la 6 es relativamente pequeña, entonces estas pruebas deberían ser analizadas en base a las pérdidas de Watts y no al factor de potencia.

Los resultados de las mediciones UST son analizados en base a los watts. Los resultados de las pruebas 1, 3 y 5 deberían ser comparados uno con el otro; de la misma manera, comparar las pruebas 2, 4 y 6, y también comparar las tres mediciones UST. Los resultados también son comparados con pruebas previas (si hay), y con resultados registrados para interruptores similares en el sistema y con datos del fabricante. La corrección de los factores, no se aplica a los interruptores magnéticos de aire.

Pruebas a interruptores de ráfaga de aire de bajo voltaje

Este tipo de interruptores, generalmente con clase de aislamiento de 15kV y menor, se prueba de la siguiente forma:

Tabla XIV. Voltajes recomendados para interruptores de ráfaga de clase 15kV y menor

Prueba inicial	Pruebas de rutina
Un voltaje debajo del inicio de corona (2kV para interruptor de 15kV)	-----
Voltaje de operación de línea a tierra (8kV para interruptores usados en sistemas de 13.8kV)	-----
10% a 25% sobre el voltaje nominal de operación de línea a tierra (8.8kV a 10kV para interruptores usados en sistemas de 13.8kV)	10% a 25% sobre el voltaje nominal de línea a tierra (8.8kV a 10kV para interruptores usados en sistemas de 13.8kV)

Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de Pruebas Doble M4000. Págs. 4-64.*

Para interruptores magnéticos de ráfaga de aire de bajo voltaje operando a 13.8kV, la serie inicial de pruebas podría ser hecha a 2, 8 y 8.8 a 10kV. Una vez que se ha establecido un punto de referencia a varios voltajes (por ejemplo, donde no se observe un apreciable incremento inicial de pérdidas de watts o alto factor de potencia que indiquen la presencia de corona), la rutina de pruebas siguientes entonces podría ser realizada sólo al voltaje más alto seleccionado para la prueba inicial. Resultados anormales obtenidos durante las pruebas de rutina, deberían ser investigados, realizando pruebas adicionales a voltajes menores seleccionados para las pruebas iniciales ayudarán a determinar si la condición anormal es sensible al voltaje de prueba.

El procedimiento de pruebas recomendado para los interruptores de este tipo, es de la técnica convencional de interruptor abierto y cerrado, se describe a continuación:

Tabla XV. Conexiones para prueba de interruptores magnéticos de ráfaga de aire

PRUEBA NO.	POSICIÓN DEL INTERRUPTOR	MODO DE PRUEBA	<i>BUSHING</i> ENERGIZADO*	<i>BUSHING</i> FLOTANTE*
1	Abierto	GST	1	2
2	Abierto	GST	2	1
3	Abierto	GST	3	4
4	Abierto	GST	4	3
5	Abierto	GST	5	6
6	Abierto	GST	6	5
7	Cerrado	UST	1&2	---
8	Cerrado	UST	3&4	---
9	Cerrado	UST	5&6	---

Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de Pruebas Doble M4000. Págs. 4-65.*

En el caso de resultados cuestionables, el procedimiento de prueba para este tipo de interruptores, puede ser usado para obtener información adicional acerca del punto exacto y la causa de los valores anormales.

Los resultados deben ser comparados con pruebas previas (si hay), y con resultados registrados para interruptores similares en el sistema y con datos del fabricante. La información es analizada en base a la pérdida de watts y el factor de potencia, con particular importancia en los watts en el caso de una capacitancia y corriente de carga relativamente baja.

Los resultados de este tipo de equipo no se corrigen para los efectos de la temperatura.

Pruebas a interruptores de bajo volumen de aceite

Estos interruptores de clase de aislamiento de 15kV y mayor son probados a 10kV. Los interruptores por debajo de 15kV se prueban a un voltaje conveniente, con el voltaje igual o menor al de placa.

El procedimiento de prueba para cada fase de este tipo de interruptores, es descrito a continuación:

Tabla XVI. Procedimiento de prueba para interruptores de bajo volumen de aceite

Prueba No.	Posición del interruptor	Modo de prueba	Energizar	Aterrizar	Guarda	Ust	Medición de
1	Abierto	UST	T2	T3	---	T1	C1
2	Abierto	GST	T2	T3	T1	---	R

Fuente: *Doble Engineering Company*. Manual de Pruebas Doble M4000. Págs. 4-58.

En presencia de fuertes campos electrostáticos, los efectos de interferencia electrostática en estas mediciones de relativamente baja capacitancia, pueden ser minimizados por una simple alteración en el procedimiento estándar descrito a continuación:

Tabla XVII. Procedimiento de prueba alternativo para interruptores de bajo volumen de aceite

Prueba No.	Posición del interruptor	Modo de prueba	Energizar	Aterrizar	Guarda	UST	Medición de
1 A	Abierto	UST	T1	T2 & T3	---	---	C1
2 A	Cerrado	GST	T1 & T2	T3	---	---	R

Fuente: *Doble Engineering Company*. Manual de Pruebas Doble M4000. Págs. 4-71.

En referencia al procedimiento de prueba alternativo, cabe notar que la prueba 2A puede ser realizada de forma fácil, luego de la prueba 1 A removiendo la tierra de T2 y cerrando el interruptor.

Debido a la corriente y pérdidas de watts esperadas para las pruebas en este tipo de interruptores, las porcelanas superiores e inferiores deberían estar limpias y secas. Si pérdidas más altas que lo normal son obtenidas después de limpiar la superficie, el uso de collares de guarda superficiales debería ser considerado.

La corriente y pérdidas son registradas para cada prueba; sin embargo, en vista de la baja corriente de carga esperada, el factor de potencia no se calcula. En vez de eso, se hace una comparación de las lecturas individuales de corriente y watts obtenidas entre fases, con resultados de pruebas previas (si hay) y con resultados registrados para interruptores similares en el sistema. Bajo condiciones ideales, las pérdidas para las pruebas 1 (1 A) y 2 (2 A), se espera que estén en el orden de 0.010 watts.

5.2.2.2 Otras actividades de mantenimiento

5.2.2.2.1 Cambio de aceite

Debido a que la vida útil del regulador es afectada por su operación, es aconsejable sacar de servicio al regulador periódicamente, desembalar y abrir la unidad, para verificar el desgaste del dieléctrico del aceite.

La muestra de aceite tomada debe cumplir con las normas respectivas, de lo contrario, debe programarse un mantenimiento de taller para que el aceite sea filtrado o sustituido.

5.2.2.2.2 Inspección de contactos

La revisión interna dependerá de la frecuencia de operación del cambiador de taps y de la corriente de carga del regulador; el mantenimiento preventivo ayudará a mantener la unidad en servicio.

Los contactos están expuestos a condiciones de esfuerzos eléctricos, mecánicos y térmicos, lo cual representa un deterioro y erosión de los mismos. Algunos criterios de deterioro de contactos pueden ser utilizados para recomendar el cambio de los mismos.

5.2.2.2.3 Cambiador de tap

Debe realizar todas las conexiones del cambiador de tap para verificar su buen funcionamiento. Se debe asegurar que los contactos móviles estén bien sujetos y apretados en su brazo. El mecanismo de cambiador de tap tiene una vida útil mecánica mínima de un millón de operaciones.

No operar el mecanismo mecánicamente, ya que esto puede provocar una pérdida de sincronismo entre la posición de los contactos y el indicador.

El cambiador de tap debe ser inspeccionado cada cien mil operaciones o cada cinco años, según la condición que se cumpla primero.

Revisar que no exista arqueo entre partes energizadas y tierra.

5.2.2.2.4 Motor

El motor para el cambiador de taps tiene un capacitor permanente, compatible para la operación en ambas direcciones de rotación del motor, con un voltaje de 120VAC y 60Hz monofásico. Cabe advertir que no se debe operar el motor por excesivo tiempo fuera del aceite, ya que puede provocar calentamiento y falla del mismo.

5.2.2.2.5 Capacitor

El capacitor debe probarse de la siguiente manera:

- Medir las terminales del capacitor con un multímetro.
- Observar la medición que debe indicar continuidad al principio y luego debe marcar cierto valor en ohms.
- Si el capacitor marca continuidad o abierto, el capacitor está dañado y debe cambiarse.

5.2.2.2.6 Interruptores de control

Revisar los interruptores de reversa, directa y neutral para verificar su correcto funcionamiento. Revisar todos los cables de conexiones internas del regulador para verificar continuidad entre los mismos, de lo contrario, éstos deben ser reemplazados por otros que cumplan con los requerimientos necesarios.

5.2.2.2.7 Frecuencia de los mantenimientos

La siguiente tabla muestra una lista de puntos de chequeo o pruebas y el tiempo de frecuencia de inspección general de un interruptor.

Tabla XVIII. Frecuencia de mantenimiento de interruptores

MANTENIMIENTO	BIMENSUAL	ANUAL	CADA 5 AÑOS
Medición de presión de gas SF6	C		
Humedad en el gas SF6		C	
Tiempos del interruptor**			C
Resistencia de contactos			C
Calentadores de paneles	C		
Pruebas de aceite dieléctrico		C	
Pruebas dieléctricas		C	
Prueba del detector de gas SF6		C	

C: Chequear, significa hacer el mantenimiento descrito o simplemente verificar el estado de los componentes que se mencionan.

R: reemplazar, significa sustituir contactos fijos, móviles, componentes mecánicos, cuando el interruptor haya alcanzado el número de operaciones permisibles.

** : Se aplica para interruptores de aceite y gas SF6.

Fuente: *installation/maintenance Instructions SF6 power circuit breaker*. Págs. 230.

5.2.3 Mantenimiento correctivo

5.2.3.1 Procedimiento para el cambio de un interruptor de potencia

El interruptor es, luego de los transformadores, el dispositivo más importante dentro de una subestación, y por consiguiente, siempre que sea detectada una falla en un interruptor debe actuarse lo más pronto posible.

Debe considerarse que un interruptor es, además, un dispositivo bastante pesado en comparación con otros, tales como seccionadores, pararrayos, aisladores, etc., por lo que debe considerarse siempre el uso de una grúa para realizar reemplazos de los mismos.

Los pasos a seguir para el reemplazo de un interruptor de potencia dentro de una subestación, son los siguientes:

- Asegurarse que la línea está desenergizada por medio de un detector de voltaje.
- Aterrizar por medio de seccionadores de puesta a tierra, si hay, el área donde se va a trabajar.
- Aterrizar de forma segura los extremos de las líneas por seguridad y para minimizar la inducción en el dispositivo, si hubiera (por lo general, dicha inducción se produce con mayor intensidad en sistemas de 230kV, por lo que es indispensable, realizar este paso en dichos sistemas).
- Verificar que la grúa o el medio de transporte y/o izaje sea de tamaño adecuado para no entrar en contacto con partes energizadas en la subestación.
- Identificar las partes o accesorios adecuados del interruptor de potencia para izaje y transporte.
- Sujetar firmemente el interruptor a la grúa u otro medio de transporte e izaje, teniendo en cuenta que en todo momento debe permanecer en posición vertical o con el ángulo máximo que permita el fabricante. Por lo general, se recomienda que para los interruptores de potencia, este ángulo no sea mayor de 30° respecto a la vertical.
- Llevar el interruptor de potencia nuevo al área de mantenimiento.
- Identificar los cables de control del dispositivo a ser retirado, y señalarlos de tal forma que, cuando sea llevado el nuevo, pueda conectarse de forma segura.
- Desconectar los cables o barras de alta tensión que están conectados interruptor de potencia.
- Retirar a una distancia adecuada los cables de alta tensión.
- Desconectar los cables de control del interruptor de potencia, asegurándose que están plenamente identificados según diagramas del fabricante.
- Retirar la conexión a tierra del dispositivo. Es importante señalar que este paso debe ser siempre posterior a la desconexión de los cables de control y alta tensión.

- Proceder con el retiro de la tornillería y el equipo de fijación del interruptor de potencia a la estructura de soporte.
- Sujetar firmemente el interruptor dañado a la grúa u otro medio de transporte e izaje.
- Retirar con sumo cuidado, y por medio de una grúa preferentemente, el interruptor de potencia dañado de la estructura de soporte.
- Retirar la unidad dañada del área de trabajo.
- Identificar plenamente las conexiones del interruptor nuevo.
- Colocar la unidad nueva en el pedestal de sujeción, con las precauciones respectivas para no dañarla.
- Proceder con el ajuste de la tornillería y equipo de fijación respectiva del interruptor a la estructura de soporte.
- Realizar la conexión del aterrizaje.
- Retirar todas las herramientas empleadas durante el ensamblaje y las conexiones.
- Realizar las conexiones del cableado de control.
- Realizar las pruebas respectivas (estas pruebas son obligatorias para este tipo de dispositivos para establecer un punto de partida en mediciones posteriores del equipo).
- Realizar pruebas de tiempo y desplazamiento, para verificar que la unidad está funcionando mecánicamente de manera correcta.
- Realizar las conexiones del cableado de alta tensión, si las pruebas resultaron satisfactorias.
- Realizar una última inspección, a fin de chequear cualquier anomalía previa a la energización, revisando principalmente el correcto funcionamiento y buen estado de los siguientes elementos:
 - *Bushings*, por lo general de polímetros o porcelana, con CT opcional.
 - Válvulas de llenado, descarga y muestreo del fluido aislante.

- Conectores para aterrizaje.
- Placa de datos.
- Gabinete de control.
- Indicador visual de la posición, cerrado o abierto.
- Cableado interno de control.
- Contador de ciclos de operación.
- Conmutador de contactos auxiliares.
- Placa de conexión a tierra.
- Dispositivo de medición de densidad y presión del gas SF₆, si éste fuera el caso.
- Válvulas.
- Anillos equipotenciales.
- Capacitores para mejorar la distribución del potencial.
- Realizar la energización del campo o línea donde se haya realizado el mantenimiento.
- Verificar que todo el campo o línea funcione correctamente, desde la sala de mando.
- Realizar un reporte del mantenimiento que se llevó a cabo.

5.3 Mantenimiento a pararrayos

El mantenimiento a pararrayos es importante, debido a que éstos son protección fundamental dentro de una subestación eléctrica.

A continuación, se realiza la descripción de dichos mantenimientos, para una mejor comprensión de los mismos.

5.3.1 Mantenimiento predictivo

5.3.1.1 Inspecciones periódicas

5.3.1.1.1 Pararrayos fisurados, astillados o muy contaminados

Se observará mediante binoculares u otros medios visuales, todos los pararrayos de alta tensión, para determinar si presentan aspectos como grietas, quebraduras o si se encuentran flameados, también para establecer el grado de contaminación de polvo o humo, que en condiciones de humedad reduzcan sus características aislantes y de protección.

5.3.1.1.2 Estado de conexión a tierra de los pararrayos

Se observará el estado de las conexiones a tierra de todos los pararrayos de alta tensión, que se encuentran instalados en la subestación para determinar si presentan corrosión, rotura de hilos, soldaduras en mal estado, flojedad, etc., que les reduzca su función de protección.

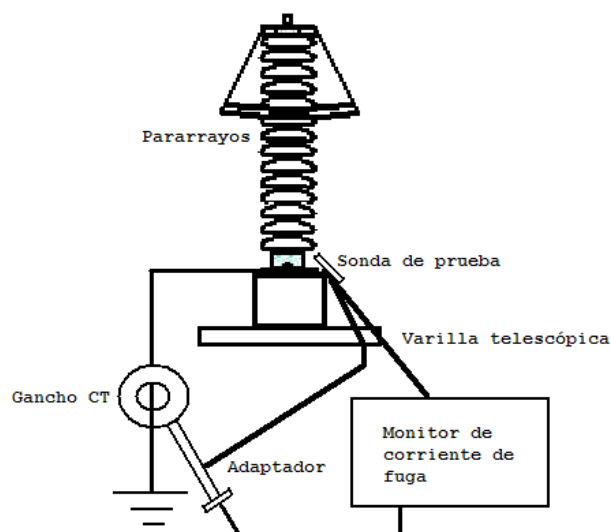
5.3.1.1.3 Puntos calientes en el pararrayos

Mediante el uso de una cámara termográfica para medir puntos calientes, se determinará la temperatura de los conectores y puentes de entrada y salida del pararrayos, comprobando si esta temperatura no supera los 60°C, que se considera normal. Si se encuentra entre 60 y 75 °C, tiene una valoración leve; si ésta es mayor a 75°C, se califica como grave.

5.3.1.2 Medición de pararrayos por medio del método de la 3ra. armónica de la corriente de fuga (THRC)

A continuación, se muestra el arreglo de conexiones para la medición. El INDE cuenta con el equipo LCMII TransiNor As para realizar estas pruebas.

Figura 12. Conexiones para pruebas de THRC



Fuente: *Surge arrester monitor application of LCM, TransiNor*. Pág. 3.

Cuando se conecta un gancho CT al cable a tierra, se mide la corriente de fuga a ser detectada. La salida de la sonda pasa a través del cable blindado a la unidad de detección. Un filtro pasa banda es construido en la etapa inicial para dejar pasar la tercera armónica y cortar las siguientes.

Después que la tercera armónica es seleccionada, es amplificada y desplegada, una antena de compensación se provee, cuya salida es alimentada al kit de pruebas para compensar las armónicas presentes en el sistema de voltaje.

Las armónicas presentes en el sistema de alto voltaje, son compensadas y filtros eliminan corrientes no deseadas y la corriente resistiva de 3ra. armónica, es medida.

5.3.1.2.1 Procedimiento de la prueba

A continuación, se describe el procedimiento de la prueba para cualquier dispositivo de medición que presente las características descritas anteriormente, sobre la medición de corrientes de fuga:

- Aterrizar el equipo de pruebas, si cuenta con cable de aterrizaje.
- Debido a que se mide con el pararrayos en vivo, no es necesario realizar ninguna desconexión, sólo verificar que el mismo esté firmemente aterrizado.
- Conectar cada una de las sondas al equipo de pruebas.
- Configurar el equipo de prueba, asegurándose que los valores de tensión del sistema y la temperatura ambiente hayan sido ingresados.
- Colocar el gancho CT, de la sonda de corriente, en el cable de aterrizaje del pararrayos.
- Estirar la varilla telescópica hasta que su extensión sea suficiente para alcanzar la parte inferior del aislamiento del pararrayos.
- Colocar la sonda de campo (eléctrico) en la parte inferior del aislamiento del pararrayos, teniendo cuidado de no tocar las partes vivas con la misma.
- Realizar la medición de corriente y tomar nota de la misma.

5.3.1.2.2 Análisis de resultados

El límite superior seguro del THRC se ha mantenido como 500 μ A. Pocos pararrayos con este valor pueden ser tomados como defectuosos. Cuando el valor es de

más de $2000\mu\text{A}$, los pararrayos deben ser removidos para evitar una mayor falla o incluso una explosión.

5.3.1.2.3 Influencia de la temperatura y el voltaje de operación

Debido a la influencia que tiene el voltaje y la temperatura en la corriente de fuga (en la práctica es la temperatura ambiente), los resultados deben ser corregidos. Si los valores de tensión y temperatura no son tomados en cuenta (valores no corregidos), la corriente de fuga medida varía fuertemente (por ejemplo de unos $31\mu\text{A}$ a $112\mu\text{A}$). Por ello, una información en la cual no se realizó la corrección, no debería ser tomada en cuenta como fiable, sobre la condición del pararrayos.

Sin embargo, es posible calcular la información, incluyendo la temperatura ambiente y el voltaje, a una referencia común (20°C y al 70% del voltaje nominal del sistema). La corriente de fuga resistiva, al ser corregida, será aproximadamente la misma y no dependerá de las condiciones de prueba. En otras palabras, al tomar en cuenta la temperatura y el voltaje de operación, las mediciones pueden ser desarrolladas bajo diversas condiciones y ser directamente comparadas, y los valores de la medición serán una indicación fiable de la condición en la que se halla el pararrayos. La mayoría de equipos modernos corrigen el valor de la corriente al ingresarle los datos de temperatura ambiente y tensión del sistema, por lo que no se hace necesario realizar cálculos aparte

A continuación, se presenta una tabla sobre la influencia de la temperatura ambiente y el voltaje del sistema en la corriente resistiva de fuga.

Tabla XIX. Influencia de la temperatura ambiente y el voltaje del sistema en la corriente de fuga resistiva

Temperatura [°C]	0	0	0	20	20	20	40	40	40	50	50	50
Voltaje del sistema [Kv]	380	400	420	380	400	420	380	400	420	380	400	420
Valor de corriente no corregido [μ A]	31	39	47	47	48	70	67	82	99	75	92	112
Valor de corriente corregido [μ A]	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46

Puente: *Doble Engineering Company. Condition monitoring of surge arresters through third harmonic resistive current measurement.* Pág. 2.

Recomendaciones para pruebas de pararrayos por THRC

- La componente resistiva de la corriente de fuga debería ser medida poco tiempo después de la instalación del pararrayos. Esta medición es la mejor referencia para realizar comparaciones con mediciones futuras.
- Las mediciones deberían ser llevadas a cabo regularmente, especialmente en lugares donde los pararrayos se hallan expuestos a polución atmosférica. Las mediciones son importantes después de períodos de condiciones climáticas malas (con relámpagos) y apagones en la red, causadas por diversas causas de maniobra.
- Las mediciones no deberían ser llevadas a cabo después de situaciones especiales de falla en la red que causen TOV's (Sobre voltajes transitorios) de alta amplitud o larga duración.
- En muchos casos el envejecimiento causa un incremento gradual de la corriente de fuga con el tiempo. Si posteriormente son establecidos procedimientos para medir corrientes de fuga, es posible detectar pararrayos envejecidos y es recomendable sacarlos de servicio previo a cualquier problema. A este respecto, cabe destacar que es preferible cambiar un pararrayos, a esperar que falle, pues puede causar perturbaciones severas en el sistema y también daño a otro equipo, tal como *bushings* de transformadores, etc.

- Un equipo que pueda usarse sin perturbar la red, será de gran beneficio para el usuario. El uso de tal equipo es recomendado como parte de los mantenimientos regulares en sistemas eléctricos de potencia. Es importante, sin embargo, que los equipos de medición basados en el análisis de armónicos de la corriente de fuga, tengan características que compensen la influencia de los armónicos en sistemas de voltaje, así como el nivel de tensión y la temperatura ambiente.

5.3.2 Mantenimiento preventivo

5.3.2.1 Mediciones dieléctricas

Las fallas en pararrayos modernos, en la mayoría de los casos, pueden ser atribuidas, a una de las siguientes causas:

- Unidades dañadas, defectuosas o contaminadas.
- Descargas eléctricas directas o cercanas.
- Sobretensiones de larga duración resultantes de maniobras, etc.
- Uso del dispositivo no adecuado.
- Sobrevoltajes dinámicos prolongados.

5.3.2.1.1 Voltajes de prueba

Los pararrayos tienen una característica de Volt-amperios no lineal (la resistencia / impedancia varía con el voltaje aplicado); por consiguiente, es importante que las pruebas de pérdidas dieléctricas en los pararrayos sean realizadas con los voltajes preestablecidos, con el objetivo de permitir comparaciones significativas entre unidades. Los siguientes voltajes deberían ser aplicados para pruebas en pararrayos:

Tabla XX. Voltajes de prueba para prueba de pararrayos

KV nominales del Pararrayos	Voltaje de prueba en KV
2.7 a 5.1	2.5
6.0 a 7.5	5
8.1 a 10	7.5
Mayor o igual a 12	10

Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de Pruebas Doble M4000. Pág. 4-112.*

En algunos casos, la información tabulada de pérdidas de watts, obtenida usando el equipo de pruebas Doble con el que cuenta el INDE, es limitada para ciertas marcas y tipos de pararrayos; sin embargo, para algunas de estas unidades, podría haber registros en términos de miliwatts, obtenidos usando equipos de pruebas de 2.5kV. En estos casos, se deben realizar pruebas complementarias a 2.5kV usando el equipo de pruebas M2H, y los valores equivalentes de pérdidas de watts a 10kV convertidos al equivalente a 2.5kV, usando la siguiente fórmula:

$$\text{Equivalente a 2.5kV miliamperios} = 62.5 \times \text{watts equivalentes a 10kV}^*$$

* Tal como se mide con el equipo de pruebas M2H a un voltaje de 2.5kV.

El equivalente calculado a 2.5kV es comparado directamente con tabulaciones de miliwatts, obtenidos usando el equipo de pruebas Doble.

5.3.2.1.2 Procedimiento de la prueba

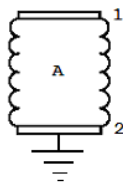
Los ensamblajes de pararrayos consistentes en unidades simples por fase, son generalmente probados por el método de espécimen aterrizado, como se muestra a continuación. La línea conectada al pararrayos, es de primero desenergizada y aterrizada, entonces se desconecta de los pararrayos.

Tabla XXI. Procedimiento de prueba para pararrayos de una unidad

Prueba No.	Modo de prueba	Voltaje de prueba	Energizar	Aterrizar	Medición
1	GST	*	1	2	A

*Ver el apartado de voltajes de prueba descrito anteriormente.

Bus desconectado



Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de Pruebas Doble M4000. Págs. 4-113.*

Cuidado debería ser tomado en el caso de pararrayos, los cuales son aterrizados a través de detectores de corriente de fuga o contadores de descargas. Para propósitos de pruebas, el detector o contador debería ser corto circuitado, aplicando una tierra directamente a la base del pararrayos. El corto circuito debe ser removido antes de que el pararrayos sea puesto en servicio nuevamente.

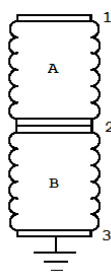
5.3.2.1.3 Procedimiento de prueba para pararrayos de dos unidades

Los ensamblajes consistentes en 2 unidades por fase, se prueban según la tabla que se detalla a continuación. De nuevo, la línea es desenergizada y aterrizada, luego desconectada del pararrayos.

Tabla XXII. Conexiones de prueba de pararrayos de dos unidades

Prueba No.	Modo de prueba	kV de prueba	Energizar	Aterrizar	Guarda	UST	Medición de
1	GST	*	1	2	---	---	A
2	GST	*	2	3	---	---	B
1 A	UST	*	2	3	---	1	A
2 A	GST	*	2	3	1	---	B

*Ver el apartado de voltajes de prueba descrito anteriormente.



Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de Pruebas Doble M4000. Págs. 4-113.*

Para 2 unidades por fase, se usan 2 métodos, uno involucrando mediciones directas por GST (pruebas 1 y 2), y el método alternativo con mediciones o ambos, UST y GST (pruebas 1 A y 2 A). Debería ser notado que en el método que involucra mediciones UST, las pérdidas dieléctricas medidas para A y B, deberían ser prácticamente idénticas, si son del mismo voltaje nominal y de igual tipo; sin embargo, la corriente de carga de la medición UST (prueba 1 A) podría ser apreciablemente menor que la medida en la prueba GST (prueba 2 A), dado que las corrientes desviadas a tierra que se incluyen en la prueba GST, no están en la UST.

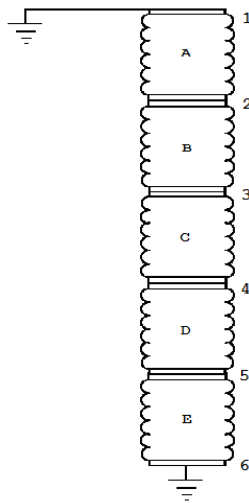
5.3.2.1.4 Procedimiento de prueba para pararrayos más de 2 unidades

En el caso de ensamblajes de 3 pararrayos o más por fase, sólo es necesario desenergizar la línea y aterrizar la punta de la pila de pararrayos. El bus no necesita ser desconectado de la pila de pararrayos. Las unidades individuales en la pila pueden ser

probadas usando diferentes variaciones de los métodos UST y GST. Una variación se muestra a continuación:

Tabla XXIII. Conexiones para prueba de pararrayos de más de una unidad

Prueba No.	Modo de prueba	Voltaje de prueba	Energizar	Aterrizar	Guarda	UST	Medición de
1	GST	*	2	1,6	3	---	A
2	GST	*	3	1,2,6	4	---	S
3	UST	*	3	1,2,6	---	4	C
4	UST	*	5	1,6	---	4	D
5	GST	*	5	1,6	4	---	E



Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de Pruebas Doble M4000. Págs. 4-114.*

Todos los pararrayos deberían ser probados individualmente y no en paralelo. Se debe notar que en las mediciones UST de la figura anterior, las corrientes medidas en los pararrayos pueden ser menores que las registradas para unidades similares en las mediciones GST debido a la eliminación de las corrientes perdidas a tierra en la UST; sin embargo, las pérdidas de watts deberían ser similares.

5.3.2.1.5 Análisis de resultados

Para ayudar al análisis de resultados de las pruebas, existen tabulaciones de diferentes marcas y tipos de pararrayos. Esta información puede obtenerse en el manual del fabricante del equipo de prueba o del equipo bajo prueba.

En situaciones donde no haya información para un tipo específico de pararrayos, el ingeniero de pruebas debería realizar el análisis en las pérdidas obtenidas para unidades similares probadas al mismo tiempo, con el mismo voltaje y condiciones ambientales. Esto es usualmente posible, dado que pararrayos similares normalmente están instalados en la misma ubicación. Una vez sea establecido un rango de pérdidas, cualquier desviación, ya sea superior o inferior, debería ser investigada. Debido a las características básicas de los pararrayos, las pruebas se basan en las pérdidas obtenidas; el factor de potencia no necesita ser calculado. Los factores de corrección de temperatura, son innecesarios a lo largo del rango normal de temperaturas, encontradas.

Dado que los resultados de las pruebas en pararrayos, son afectados con la variación de grados por derrames superficiales, el análisis de los resultados de las pruebas debería ser tomado en cuenta. Las pérdidas superficiales pueden ser usualmente minimizadas, limpiando la porcelana con un trapo limpio y seco; sin embargo, puede ser necesario recurrir al uso de agentes limpiadores y ceras, aplicación de calor a la superficie de la porcelana o la utilización de collares de guarda. Donde los efectos de derrame superficial pueden ser omitidos, las pérdidas anormales, usualmente pueden ser atribuidas a una o más de las siguientes causas:

Perdidas mayores a lo normal

- Contaminación por humedad y/o suciedad o depósitos de polvo en el interior de las superficies del contenedor de porcelana o en las superficies externas de los contenedores sellados del explosor.

- Explosores con corrosión.
- Depósitos de sales de aluminio, aparentemente causados por la interacción entre la humedad y los productos resultantes del efecto corona.
- Porcelana con fisuras.

Pérdidas menores a lo normal

- Resistores paralelos rotos.
- Elementos de pre-ionización rotos.
- Mal ensamblaje.
- Pobre contacto y circuitos abiertos entre elementos.

5.3.3 Mantenimiento correctivo

5.3.3.1 Procedimiento para el cambio de un pararrayos

Debido a la variedad de lugares en los que pueden ubicarse los pararrayos, el punto principal en el cambio de este tipo de dispositivos es la identificación de la ubicación del pararrayos, es decir, determinar si se halla a la salida de un campo dentro de la subestación, o por ejemplo, se encuentra en un transformador de potencia.

Una vez identificado el punto donde se halla el pararrayos, debe determinarse qué dispositivos deben desconectarse y desenergizarse para la sustitución del pararrayos.

Por lo demás, el pararrayos es de fácil sustitución, ya que no posee, en la mayor parte de casos, dispositivos de control y medición. Los pasos a seguir para la sustitución de un pararrayos, son los siguientes:

- Asegurarse que la línea está desenergizada por medio de un detector de voltaje.

- Aterrizar por medio de seccionadores de puesta a tierra, si hay, el área donde se va a trabajar.
- Aterrizar de forma segura los extremos de las líneas por seguridad y para minimizar la inducción en el dispositivo, si hubiera.
- Verificar que la grúa o el medio de transporte y/o izaje sea de tamaño adecuado para no entrar en contacto con partes energizadas en la subestación, si es necesario el empleo de la misma.
- Identificar las partes o accesorios adecuados del pararrayos para izaje y transporte.
- Sujetar firmemente el pararrayos nuevo a la grúa u otro medio de transporte e izaje, si es necesario el empleo de la misma.
- Llevar el pararrayos nuevo al área de mantenimiento.
- Desconectar los cables de alta tensión que están conectados al pararrayos, teniendo en consideración si son barras rígidas o cables.
- Retirar a una distancia adecuada los cables o barras de alta tensión.
- Proceder con el retiro de la tornillería y el equipo de fijación pararrayos a la estructura de soporte o base.
- Retirar la conexión a tierra del dispositivo. Es importante señalar que este paso debe ser siempre posterior a la desconexión de los cables de alta tensión.
- Retirar con sumo cuidado, y por medio de una grúa, si fuera necesario, el pararrayos dañado de la estructura de soporte.
- Retirar la unidad dañada del área de trabajo.
- Identificar plenamente las conexiones del interruptor nuevo.
- Colocar la unidad nueva en el pedestal de sujeción, con las precauciones respectivas para no dañarla.
- Proceder con el ajuste de la tornillería y equipo de fijación respectiva del aislador de soporte a la estructura de soporte.
- Realizar la conexión del aterrizaje.

- Retirar las herramientas empleadas durante el ensamblaje y las conexiones.
- Realizar las conexiones del cableado de control.
- Realizar las pruebas respectivas (estas pruebas no son obligatorias pero deben realizarse preferentemente para establecer un punto de partida en mediciones posteriores del equipo).
- Realizar conexiones de cableado de alta tensión, si las pruebas resultaron satisfactorias.
- Realizar una última inspección, a fin de chequear cualquier anomalía previa a la energización, revisando principalmente el correcto funcionamiento y buen estado de los siguientes elementos:
 - Base aislante.
 - Contador de descargas y Conectores terminales.
 - Placa de datos.
 - Anillos equipotenciales
- Realizar la energización del campo o línea donde se realizó el mantenimiento.
- Realizar las pruebas de pararrayos en vivo, para determinar el correcto funcionamiento del mismo (ésta se refiere a las pruebas de THRC, las cuales no son obligatorias, pero deben realizarse preferentemente para establecer un punto de partida en mediciones posteriores del equipo).
- Verificar que el campo o línea funcione correctamente desde la sala de mando.
- Realizar un reporte del mantenimiento realizado.

5.4 Mantenimiento a los seccionadores de aire

Dado que los seccionadores no poseen mayores componentes o accesorios, no necesitan mayor mantenimiento, y, por lo general, se reduce a observación por medio de cámara termográfica y pruebas de funcionamiento del mecanismo. Dichos mantenimientos, se describen a continuación.

5.4.1 Mantenimiento predictivo

5.4.1.1 Inspecciones periódicas

Se refiere a inspecciones visuales, ya sea por medio de cámara termográfica o con binoculares. A continuación, se describen los seccionadores que deben supervisarse dentro de la subestación.

5.4.1.1.1 Estado de los seccionadores de alta tensión

Se observará mediante binoculares u otros medios visuales, la condición física de los seccionadores y los bypass si presentan aisladores rotos, grietas, flameo, mucha contaminación, que en condiciones de humedad reduzcan sus características aislantes. También deben revisarse los recibidores y la espada o cuchilla en mal estado, rompe arcos en mal estado, cuernos de arqueado en mal estado, etc.

5.4.1.1.2 Estado de los seccionadores de entrada y salida del transformador

Se observará mediante binoculares u otros medios visuales, la condición física de las cuchillas de entrada y salida del recloser para determinar su calibración, engrasado, recibidores en mal estado, oxidación o tornillos flojos, que puedan reducir sus características, mecánicas y eléctricas.

5.4.1.1.3 Estado de las cuchillas de bypass entre circuitos

Se observará mediante binoculares u otros medios visuales, el estado físico de las cuchillas de bypass de circuitos de alta tensión, verificando si presentan oxidación, dobleces, rompe arco en mal estado, tornillos flojos, etc., o cualquier anomalía que reduzca sus características eléctricas y mecánicas.

5.4.1.1.4 Puntos calientes en seccionadores de aire

Mediante una cámara termográfica para medir puntos calientes, se determinará la temperatura de los conectores, recibidores, puentes, barras. Si esta temperatura no supera los 60°C se considera normal; si se encuentra entre 60 y 75°C, tiene valoración leve, y si es mayor a 75°C, se califica como grave.

5.4.2 Mantenimiento preventivo

5.4.2.1 Pruebas dieléctricas

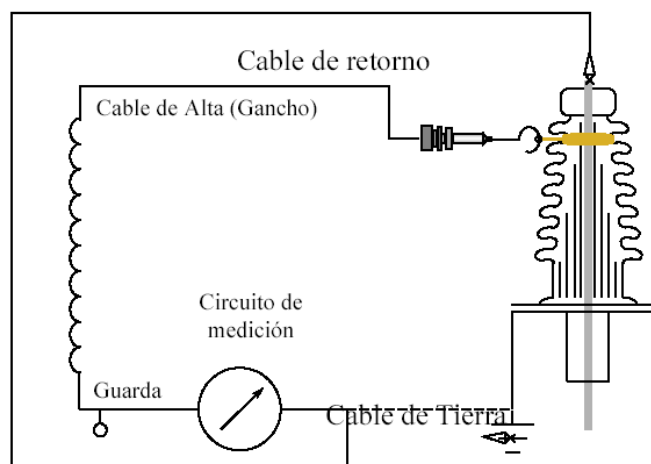
Los seccionadores básicamente son 2 columnas aisladoras a tierra que conducen corriente de manera normal, y que por lo general, nunca se ven sometidos a esfuerzos tal como lo sufren los interruptores de potencia, ya que éstos operan solamente cuando está desenergizada la línea y se van a realizar maniobras. Por este motivo, las pruebas que se realizan a los seccionadores, de cualquier tipo dentro de una subestación, son mínimas e incluyen únicamente las pruebas de collar caliente para verificar los aislamientos a tierra de las columnas y termografías que se explican en otro apartado y que se incluye para todos los equipos para verificar contactos falsos, los cuales, en el caso de los seccionadores podría darse en los contactos que no estuvieran alineados apropiadamente reduciendo el área de contacto de los mismos y produciendo, por consiguiente, un aumento de temperatura del metal.

5.4.2.1.1 Prueba de collar caliente

Es una prueba única, ya que hace posible la detección de humedad y otras formas de deterioro en una sección de una columna de aislamiento, sin perturbar las conexiones principales. Esto es hecho aplicando un electrodo con forma de collar sobre la sección del *bushing* a ser investigado y empleando un potencial de corriente alterna entre el electrodo y el conductor del *bushing*; las pérdidas dieléctricas bajo el collar, se pueden medir entonces de la manera usual.

En el caso de las columnas aisladoras de un seccionador, se realiza únicamente la prueba simple de collar caliente y cuyas conexiones se muestran a continuación:

Figura 13. Prueba de collar caliente



Fuente: *Doble Engineering Company. Introducción a Protocolo de Pruebas Doble para Transformadores.* Pág. 53.

5.4.2.1.2 Análisis de resultados

Este procedimiento se realiza para cada una de las columnas que forman parte del seccionador. Después que se han probado un cierto número de aisladores similares bajo las mismas condiciones, los valores promedio para la corriente y watts de pérdidas, pueden ser obtenidos.

Los aisladores que tengan pérdidas apreciablemente encima de la media, deberían ser removidos de las estructuras para mayores pruebas, y para ser examinados de posibles fisuras o la posibilidad de contaminación interna.

5.4.2.2 Prueba de conducción de las cuchillas

Esta prueba se realiza para verificar la resistencia que presentan los conductores al paso de corriente, cuando se halle cerrado el seccionador, es decir, para verificar un buen contacto en las varillas de operación.

Para este procedimiento, se utiliza el micro-ohmetro AEMC modelo 5600, el cual permite realizar mediciones de resistencias muy pequeñas.

5.4.2.2.1 Procedimiento de la prueba

Antes de realizar la prueba de resistencia, se debe verificar que la unidad bajo prueba no esté energizada.

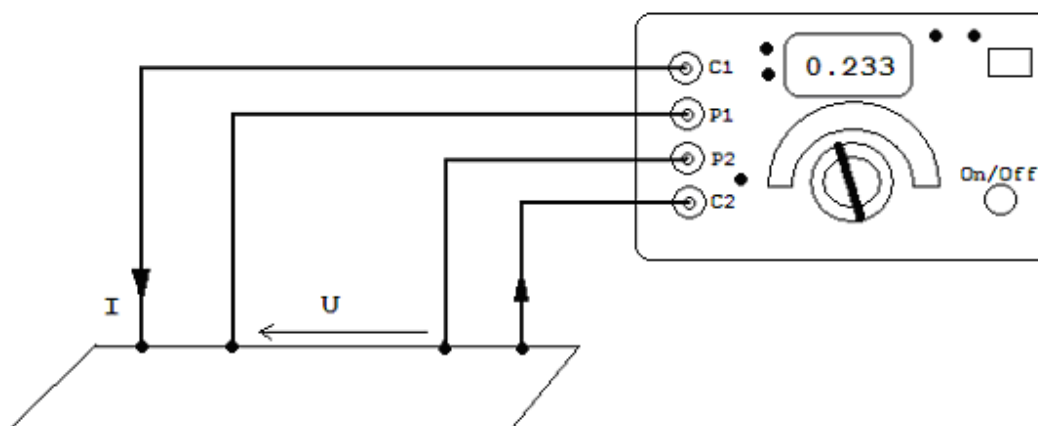
5.4.2.2.2 Conexiones y lecturas

Limpiar todas las superficies metálicas y aisladoras antes de conectar las puntas de prueba. Verificar una conexión sólida entre los cables de prueba y la unidad. Encender la unidad y seleccionar el rango que provee la lectura más estable.

Si la resistencia es conocida anticipadamente, comenzar con el rango más grande (200Ω) e ir bajando el rango, hasta que se consiga la resolución adecuada. La selección del rango puede hacerse aunque el equipo de pruebas esté energizado.

Leer en la pantalla el valor de resistencia directamente. El uso de una conexión Kelvin elimina la resistencia de los cables de prueba, tal como se muestra a continuación:

Figura 14. Conexiones para las mediciones de resistencia



Fuente: **Manual de usuario micro-ohmetro AEMC 5600**. Pág. 24.

5.4.2.2.3 Medición de resistencias muy bajas

Cuando se miden valores de resistencia muy bajos ($2,000\mu\Omega$), la presencia de corrientes puede afectar la precisión de las mediciones. Estas corrientes pueden presentarse debido a una variedad de razones, incluyendo campos electromagnéticos químicos o térmicos en muestras hechas a metales distintos. Pueden eliminarse los efectos de esto, revirtiendo la dirección del flujo de corriente (interruptor inversor) y usando el promedio de lecturas en sentido directo e inverso. Un signo de menos aparecerá en la pantalla cuando el interruptor esté en posición de reversa. Cuando se realicen los cálculos, no se debe tomar en cuenta.

La presencia de interferencia AC en la unidad bajo prueba, puede causar que el valor medido en la pantalla fluctúe. Esta interferencia puede volverse notable en presencia de campos eléctricos fuertes.

Los efectos de esta interferencia pueden reducirse enrollando los conductores juntos.

5.4.2.2.4 Lecturas del medidor

Cuando se prueben muestras representativas, las lecturas del medidor se estabilizarán dentro de los primeros segundos. En cargas inductivas (por ejemplo, transformadores), las lecturas de las mediciones pueden tomar desde varios segundos a pocos minutos para estabilizarse y depende mucho del tipo de equipo y la impedancia del equipo bajo prueba.

En muestras grandes, tales como transformadores de potencia, puede requerirse de 10 a 15 minutos de tiempo de carga.

5.4.2.3 Limpieza del aislador del seccionador

Los aisladores de las boquillas de los seccionadores, deben ser limpiados con agua, jabón y una franela limpia, para extraer cualquier partícula como polvo, humo y principalmente alguna partícula metálica o conductora, que puede provocar una disminución del aislamiento.

Es importante recalcar que, en la limpieza no debe usarse ninguna sustancia que contenga alcohol y por ningún motivo debe limpiarse el aislamiento con la misma franela que se utilizó para limpiar algún componente de metal o aluminio.

5.4.3 Mantenimiento correctivo

5.4.3.1 Procedimientos para el cambio de seccionadores

Los seccionadores son relativamente fáciles de cambiar, ya que, las únicas consideraciones a tomarse en cuenta, son que las características eléctricas deben ser equivalentes y el tipo de seccionador debe ser el adecuado para la subestación.

Obviamente, todas las medidas, tanto físicas como eléctricas del nuevo seccionador, deben ser equivalentes al defectuoso y si se va a colocar un seccionador de otro tipo, por ejemplo, de un seccionador vertical a uno horizontal, deben mantenerse las distancias dieléctricas y de seguridad .

Los pasos a seguir para el reemplazo de un seccionador, son los siguientes:

- Asegurarse que la línea está desenergizada por medio de un detector de voltaje.
- Aterrizar por medio de seccionadores de puesta a tierra, si hay, el área donde se va a trabajar.
- Aterrizar de forma segura los extremos de las líneas por seguridad y para minimizar la inducción en el dispositivo, si hubiera.
- Verificar que la grúa o el medio de transporte y/o izaje sea de tamaño adecuado para no entrar en contacto con partes energizadas en la subestación.
- Llevar el seccionador nuevo al área de mantenimiento, teniendo en cuenta que en todo momento debe permanecer en posición vertical o con el ángulo máximo que permita el fabricante.
- Desconectar los cables de alta tensión que están conectados al seccionador, teniendo en consideración si son barras rígidas o cables.
- Retirar a una distancia adecuada los cables de alta tensión.
- Retirar los cables de control del dispositivo.
- Proceder con el retiro de la tornillería y el equipo de fijación del seccionador a la estructura de soporte.
- Retirar la conexión a tierra del dispositivo. Es importante señalar que este paso debe ser siempre posterior a la desconexión de los cables de alta tensión.
- Retirar con sumo cuidado, y por medio de una grúa preferentemente, el seccionador dañado de la estructura de soporte.
- Retirar la unidad dañada del área de trabajo.

- Colocar la unidad nueva en el pedestal de sujeción, con las precauciones respectivas para no dañarla.
- Proceder con el ajuste de la tornillería y equipo de fijación respectiva del seccionador a la estructura de soporte.
- Realizar las conexiones de aterrizaje.
- Realizar las conexiones del cableado de control.
- Retirar todas las herramientas empleadas durante el ensamblaje y las conexiones.
- Realizar las pruebas respectivas (estas pruebas no son obligatorias pero deben realizarse preferentemente para establecer un punto de partida en mediciones posteriores del equipo).
- Verificar que las cuchillas queden debidamente alineadas al cerrarse y que las tres fases lo realicen de forma simultánea.
- Realizar las conexiones del cableado de alta tensión, si las pruebas resultaron satisfactorias.
- Realizar una última inspección, a fin de chequear cualquier anomalía previa a la energización.
- Realizar la energización del campo o línea donde se haya realizado el mantenimiento.
- Verificar que todo el campo o línea funcione correctamente desde la sala de mando.
- Elaborar un reporte del mantenimiento realizado.

5.5 Mantenimiento de transformadores de medición

5.5.1 Mantenimiento de CT's

5.5.1.1 Mantenimiento predictivo de CT's

5.5.1.1.1 Inspección visual por medio de termografía infrarroja

Mediante una cámara termográfica para medir puntos calientes, se determinará la temperatura de los conectores y puentes de entrada y salida del transformador de medición, comprobando si esta temperatura no supera los 60°C, que se considera normal. Si se encuentra entre 60 y 75 °C, tiene una valoración leve; si ésta es mayor a 75°C, se califica como grave. Según el artículo 17, inciso 3 de la norma NTDROID de la comisión nacional de energía eléctrica, la temperatura máxima a la que puede operar un conductor de cobre o aluminio desnudo a un régimen de carga constante es de 75°C.

5.5.1.2 Mantenimiento preventivo de CT's

5.5.1.2.1 Pruebas de campo para transformadores de corriente

La seguridad no puede ser dejada a un lado cuando se trabaja con alta tensión. Las compañías que trabajan con alto voltaje, deberían tener reglas precisas respecto a CT's de alto voltaje y sus conductores asociados.

Se debe hacer énfasis especial que hay un peligro que no se encuentra en otro dispositivo de potencia. Éste es un circuito abierto en el voltaje secundario.

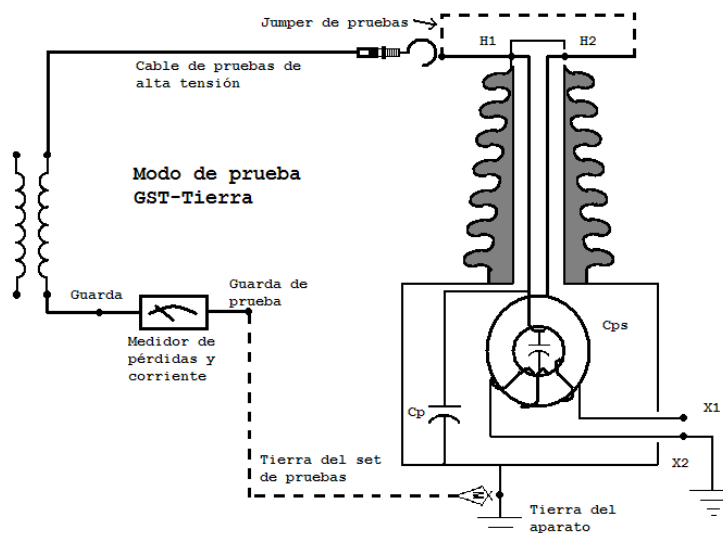
Muchas pruebas descritas aquí, involucran alto voltaje y por ello, debería ser desarrollado sólo por personal experimentado, familiarizado con cualquiera de los peligros o peculiaridades que puedan existir en los ajustes de pruebas y sus procedimientos.

a) Pruebas de aislamientos

En las pruebas de aislamientos de CT que se pueden distinguir entre el aislamiento del devanado primario a tierra, el aislamiento interdevanado y el aislamiento entre devanado secundario a tierra.

Procedimiento para realizar la prueba de aislamiento primario-tierra: El siguiente procedimiento de prueba no es aplicable a *bushings* o CT's tipo ventana, donde el conductor primario no es una parte estacionaria de la estructura del CT. La condición del aislamiento entre el devanado primario y tierra y el interdevanado, es analizada en base a los resultados de pruebas de pérdidas dieléctricas y de factor de potencia. Las conexiones de prueba, se muestran a continuación:

Figura 15. Conexiones de prueba de CT's



Fuente: *Doble Engineering Company. Test Data Referente Book. Págs. 5-1B.20.*

Antes de desarrollar la prueba, deberían realizarse los siguientes pasos:

- Todos los devanados secundarios deberían ser desconectados y los que no están bajo pruebas aterrizados.
- El devanado secundario debería ser desconectado del sistema y corto-circuitado.
- Si el CT es probado mientras está almacenado, debería ser removido de los cajones de madera (si los hay) y probado aterrizado en algún metal.

Nota: Si el burden del CT está aún en servicio, es importante desconectar el devanado del CT del burden antes de que el devanado primario sea corto-circuitado. Cuando el devanado primario es corto-circuitado, la impedancia del CT, vista desde el secundario es reducida, debido al hecho de que la corriente inducida en el devanado primario reduce el flujo total en el núcleo. Esta reducción puede afectar la precisión de los relevadores conectados y o medidores conectándolos en paralelo.

Los siguientes, son voltajes recomendados por la ANSI/IEEE (asumiendo 10kV como voltaje nominal de salida del equipo de prueba).

CT's llenos de líquido

Aislamiento de clase 15kV y mayor: $U_{prueba} = 10kV$

Aislamiento de clase menor a 15kV: $U_{prueba} = U_{nominal}$ de placa

CT's del tipo seco

Aislamiento de clase 15kV y mayor: $U_{prueba} = 2kV$ y $10kV$

- Aislamiento de clase menor a 15kV: Uprueba: =
- a. 2kV
 - b. Voltaje de operación
línea a neutro
 - c. 10% a 25% sobre el voltaje
línea-tierra

Como resultado del registro de las pruebas de corriente y voltaje es factor de potencia es calculado.

Mientras que pruebas generales (Cp + Cps) a menudo ofrecen una información completa, otras pruebas suplementarias pueden ser usadas para puntualizar la fuente de pérdidas o factor de potencia anormales.

Tabla XXIV. Pruebas suplementarias para CT's

Prueba No.	Modo de prueba	Energizar	Aterrizar	Guarda	UST	Medición
1	GST	H1, H2	-	X1	-	Cp
2	UST	H1, H2	-	-	X1	Cps

Fuente: *Doble Engineering Company. Test Data Referente Book. Pág. 5-1B.21.*

El factor de potencia es corregido para la temperatura. Los factores de potencia son corregidos en base a la temperatura ambiente en el momento de la prueba. Las unidades llenadas con aceite o askarel, usan curvas de corrección por temperatura, la cual es provista por el fabricante, en este caso, Doble. Las unidades de tipo seco no se corrigen por temperatura.

Los factores de potencia corregidos, deberían ser comparados con pruebas previas (si las hay), con la información registrada para otras unidades similares en el sistema, con datos de placa de fábrica (si hay) y con datos tabulados para unidades similares.

La investigación de resultados anormales en CT's llenos de aceite, puede incluir pruebas separadas de factor de potencia de una muestra representativa del líquido. Sin embargo, la obtención de líquidos no es factible, y debe tomarse en cuenta el volumen total del líquido en la unidad, la cual debe ser una pequeña cantidad.

Algunos CT's HV y HEV están equipados con taps similares a los que se hallan en *bushings*. Para estas unidades, en adición con la prueba general, deberían ser desarrolladas pruebas suplementarias del aislamiento C1, de camino a C2 (el voltaje aplicado al tap no debe exceder al del tap), del equipo sin estar aterrizado. Estos CT's a menudo tienen valores en la placa de datos del factor de potencia y de la capacitancia de C2 y C1.

Para CT's de tipo moldeado, la prueba general es hecha con pruebas de collar caliente en los *bushings*.

Procedimiento para la prueba de aislamiento secundario-tierra: Debido a la baja tasa de aislamiento de voltaje, el aislamiento secundario a tierra no es usualmente probado para el factor de potencia.

Este aislamiento es usualmente analizado en términos de la resistencia en corriente directa, la cual es medida entre el devanado secundario y la tierra. La tierra neutral debe ser removida y el CT preferiblemente aislado de su burden. Las conexiones entre las fases pueden ser usadas para probar las 3 fases de forma simultánea. Si hay relevadores conectados al CT durante la prueba, el fabricante del relevador debe ser consultado antes de aplicar voltajes de prueba arriba de 500V.

Los resultados de las pruebas (de resistencia) deberían ser comparados con resultados de pruebas previas y con aquellos que sean similares. La resistencia mínima de aislamiento aceptada es $1M\Omega$.

b) Prueba de relación de transformación

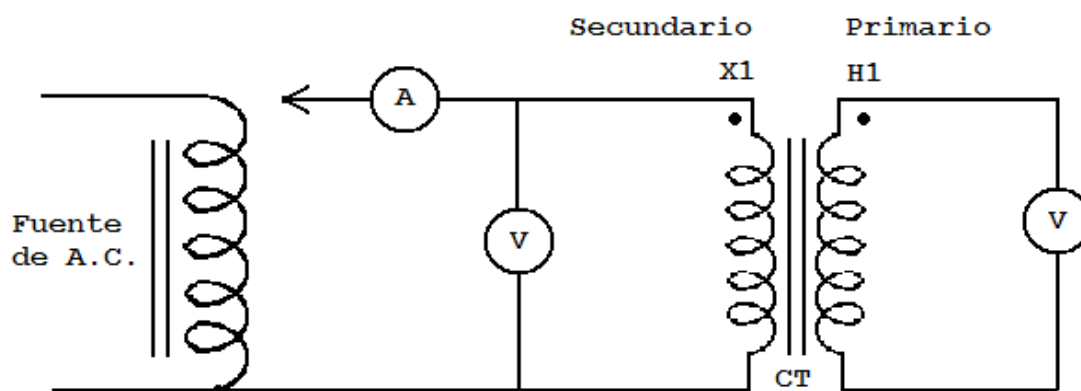
Hay 2 métodos generalmente aceptados de revisar la relación de transformación de los CT's:

- Método del voltaje.
- Método de la corriente.

Si el CT está instalado en un transformador con una conexión delta cerrada y no hay conexiones externas, las pruebas de relación deberían ser desarrolladas con el ensamblaje.

- Método del voltaje: El voltaje de prueba es aplicado al devanado total secundario y el voltaje primario es leído con voltímetro de alta impedancia ($20\text{k}\Omega/\text{v}$ o mayor), tal como se muestra en la figura siguiente: la relación de voltaje calculado es aproximadamente igual a la relación de transformación.

Figura 16. Método del voltaje para pruebas a CT's



Fuente: *Doble Engineering Company. Test Data Referente Book. Págs. 5-1B.22.*

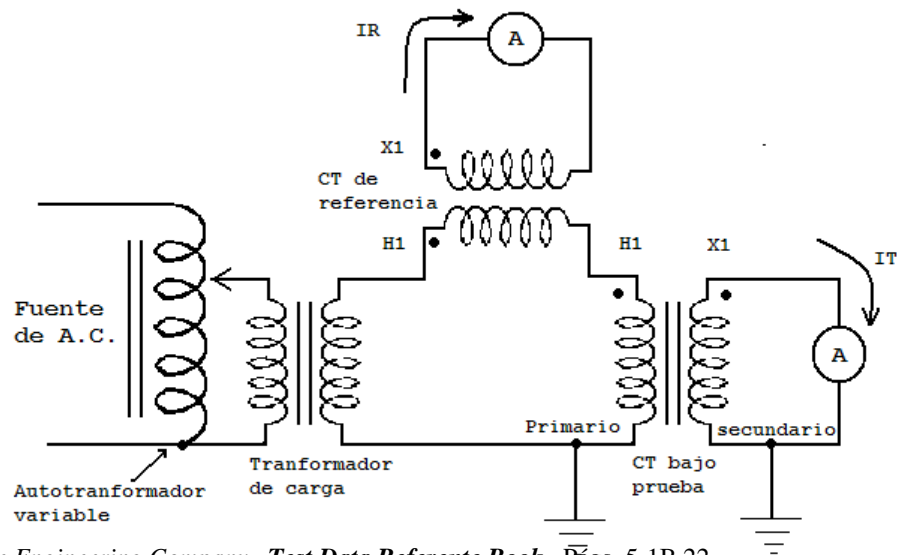
Es importante desarrollar las pruebas por debajo del nivel de saturación. Por lo tanto, la tasa de precisión de voltaje de relevadores de la ANSI, no debería ser excedida durante la prueba. Una excesiva corriente de excitación puede ser controlada con un amperímetro en el devanado secundario.

Durante la prueba, las relaciones en la sección de taps pueden ser determinadas comparando el voltaje de la sección de taps con el voltaje aplicado a través de todo el devanado secundario.

Nota: Si es más conveniente, el voltaje puede ser aplicado a una sección del devanado secundario; sin embargo, el voltaje a través del devanado total será proporcionalmente mayor debido a la acción de autotransformador.

- Método de la corriente: Las conexiones del equipo para realizar la prueba, se muestran a continuación:

Figura 17. Método de la corriente para pruebas a CT's



Fuente: *Doble Engineering Company. Test Data Referente Book. Págs. 5-1B.22.*

El circuito de prueba requiere el siguiente equipo:

- Autotransformador variable
- Transformador de carga, el cual podría tener los siguientes parámetros: voltaje nominal de 120/240 – 6V, corriente nominal secundaria de 1,200 A por 30 minutos.
- Transformador de corriente cuya relación sea conocida.
- 2 amperímetros.

Los devanados secundarios de otros CT's que puedan tener sus devanados primarios en serie con el autotransformador bajo prueba, deberían ser cortocircuitados y posiblemente desconectados de sus burdens si hay posibilidad de daño a los medidores o relevadores, o movimientos accidentales. Esta prueba no es práctica para CT's instalados en dispositivos de potencia con altos requerimientos de excitación (por ejemplo, transformadores, generadores, reactores) y un CT de generador de alta relación, dado que requeriría un equipo de prueba de mayor capacidad que el que se usaría normalmente.

c) **Prueba de polaridad**

Hay 3 métodos generalmente aceptados para revisar la polaridad del transformador de corriente:

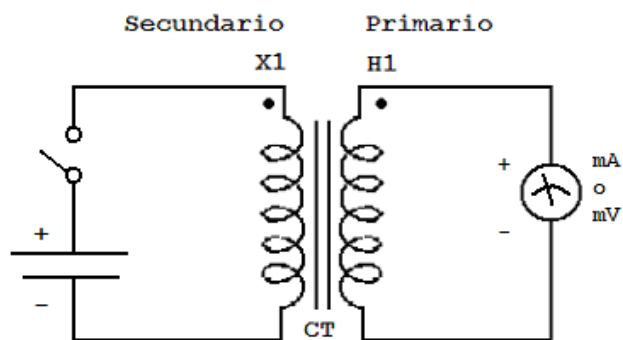
- Prueba de voltaje en d.c.
- Prueba de voltaje en a.c. – osciloscopio
- Método de corriente

Si un CT está instalado en un transformador de potencia con un devanado de delta cerrada y no hay terminales externas de la delta, la prueba debe ser desarrollada, previo al ensamblaje del dispositivo.

- **Prueba con voltaje D.C.**

Las conexiones del equipo de prueba se muestran a continuación:

Figura 18. Prueba con voltaje D.C.



Fuente: *Doble Engineering Company. Test Data Referente Book.* Págs. 5-1B.24.

El circuito de prueba requiere una batería para linterna de 6 ó 10V, conectada a través del interruptor del devanado secundario y un miliamperímetro o milivoltímetro conectado al devanado primario del CT. La terminal positiva de la batería debe conectarse a la terminal X1 y la terminal positiva del miliamperímetro a la terminal H1.

Cuando el interruptor es cerrado, la deflexión del medidor deberá ser hacia arriba de la escala, y cuando el interruptor sea abierto, la deflexión del medidor deberá bajar de nuevo si la polaridad del equipo en cuestión está de acuerdo con las marcas de las terminales. Esta prueba puede también ser hecha conectando la batería al devanado primario y el medidor en el secundario.

Notas:

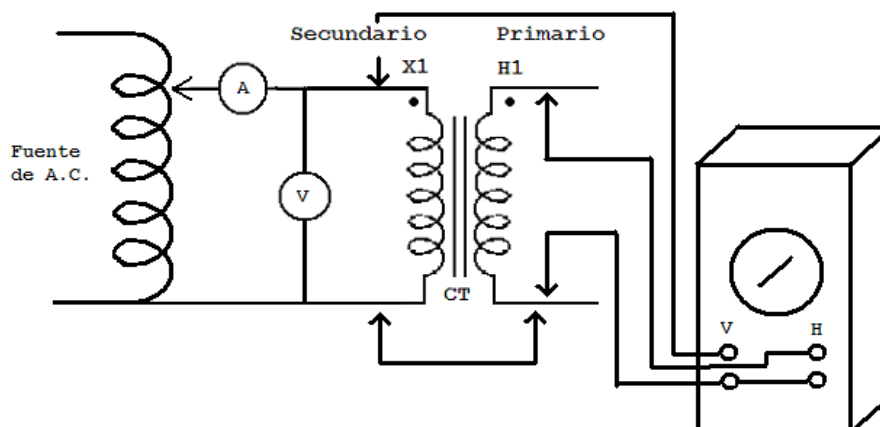
- Si un medidor de múltiples funciones es usado como milivoltímetro o miliamperímetro, debería ser ajustado al modo d.c. Los instrumentos en rangos a.c. tienen permanentemente conectados rectificadores que sólo permitirán una deflexión positiva de la escala.
- Es recomendable desmagnetizar el CT después de la prueba.
- Si un *bushing* CT en un transformador está siendo probado con la batería conectada a las terminales del transformador de potencia, los otros devanados en la misma del transformador de potencia pueden que tengan que ser cortocircuitados para obtener la lectura. Es también una práctica segura cortocircuitar estos devanados durante la prueba, con el fin de prevenir un posible arco cuando la batería es desconectada del primario del transformador de potencia. Si no se usa una cuchilla para la interrupción, se debe usar un par de guantes para conectar y desconectar la batería.

- **Prueba con voltaje en A.C. – osciloscopio**

En este método, un voltaje alterno es aplicado al devanado secundario y es comparado con el voltaje inducido en el primario, usando el osciloscopio.

Un solo canal del osciloscopio se muestra en la siguiente figura, donde el voltaje secundario es aplicado a la entrada del vertical V y el voltaje primario a la entrada horizontal H del osciloscopio.

Figura 19. Prueba de polaridad con voltaje A.C. usando osciloscopio



Fuente: *Doble Engineering Company. Test Data Referente Book.* Págs. 5-1B.24.

Si la polaridad está de acuerdo con las marcas de las terminales, la línea en el osciloscopio será positiva como se muestra.

Si se usa un osciloscopio con 2 canales, los voltajes primario y secundario deberían ser desplegados en canales separados.

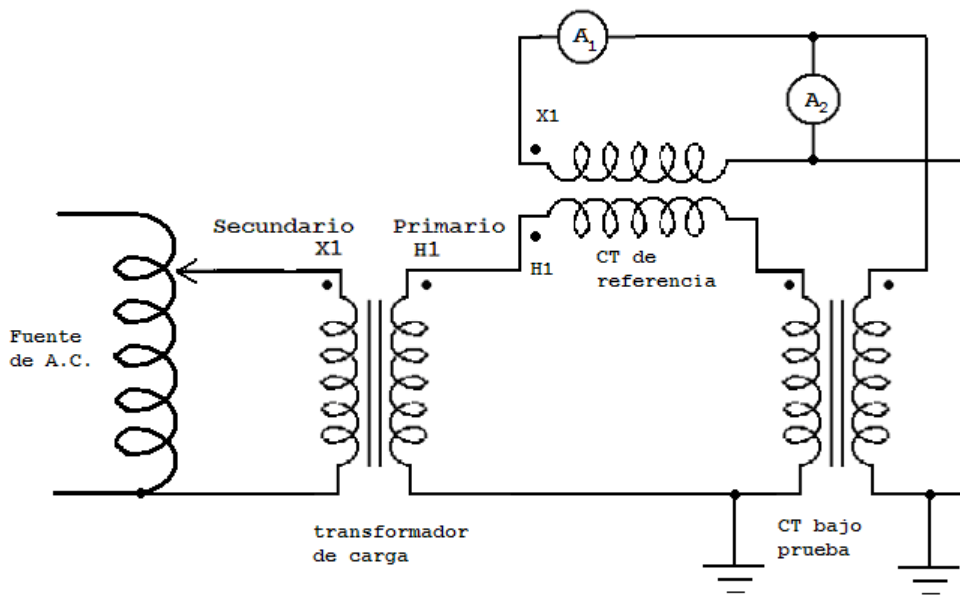
Con la polaridad correcta, las formas de ondas resultantes deberán estar en fase. El amperímetro es incluido para la indicación de la excesiva corriente de excitación. Esta prueba puede ser hecha en conjunción con la prueba de relación por medio del método de voltaje.

Si el osciloscopio está calibrado, la relación del CT puede ser obtenida directamente midiendo la magnitud de las formas de onda de voltaje y multiplicándolo por la escala de constantes del osciloscopio. Este método es conveniente para probar CT's de generador de una gran relación.

- **Método de la corriente**

Luego de que se hace la prueba de relación por medio del método de corriente, la polaridad puede ser fácilmente revisada, colocando en paralelo el devanado secundario de referencia del CT con el devanado secundario del CT a prueba a través de 2 amperímetros, como se muestra en la siguiente figura.

Figura 20. Prueba de polaridad por el método de la corriente



Fuente: *Doble Engineering Company. Test Data Referente Book.* Págs. 5-1B.25.

Si el amperímetro A2 tiene una lectura mayor que A1, entonces la polaridad está de acuerdo con las marcas de las terminales.

d) Prueba del devanado y su resistencia

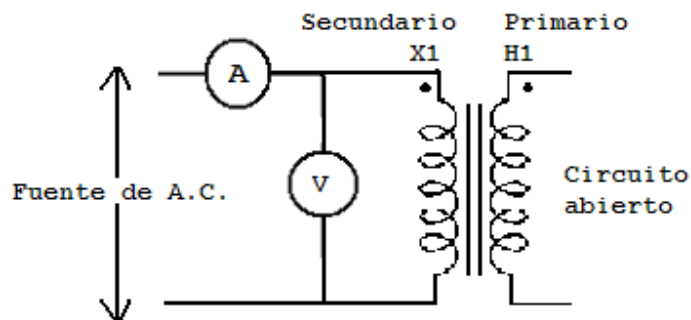
La resistencia del devanado secundario y la resistencia de los contactos, puede ser medida con un puente resistivo. Obviamente, las mediciones de resistencia del CT en cada fase, no serán las mismas.

Para cálculos, sin embargo, es usualmente suficiente usar el valor promedio. Si se desea separar la resistencia de cables y devanados, la resistencia del devanado completo y la porción encintada del devanado es medida. Si puede ser asumido que todas las vueltas son de la misma resistencia, la resistencia de la terminal puede ser calculada.

e) Prueba de excitación

Las pruebas excitación pueden ser hechas en CT clase C y T. Antes de la prueba el CT debería ser desmagnetizado. El circuito de prueba se muestra a continuación, donde el voltaje a.c. es aplicado al devanado secundario, dejando el devanado primario abierto.

Figura 21. Prueba de excitación



Fuente: *Doble Engineering Company. Test Data Referente Book.* Págs. 5-1B.24.

Es muy importante seleccionar la instrumentación adecuada para la prueba de excitación. El amperímetro debe ser seleccionado en base a lo siguiente. El medidor regular rectificado de hilo móvil, es calibrado para medir $I_{pico}/\sqrt{2}$, el cual es un valor r.m.s. en el caso de una onda senoidal.

Sin embargo, cuando se mide la corriente de excitación en el CT, no se está tratando con una onda senoidal. Por ello, se debe usar un medidor de r.m.s. verdadero.

La ANSI/IEEE recomienda que el voltímetro debería ser de lectura promedio, consistente en un instrumento d'Arsonval conectado a través del rectificador de onda completa. Debería ser calibrado para dar la misma indicación numérica que un voltímetro r.m.s. de un voltaje senoidal.

Notas:

- Si el voltaje de prueba es aplicado al tap, el devanado total será desenergizado debido a la acción de autotransformador.
- El CT no debería permanecer energizado a voltajes por encima de la rodilla de la curva que es requerido para la medición.

La curva de excitación puede obtenerse del manual del fabricante del equipo o puede ser ploteada energizando el primario del PT desde una fuente de prueba de alta corriente y midiendo el voltaje a circuito abierto del secundario. Con el objetivo de comparar esta curva con las del fabricante, la corriente medida debe ser dividida dentro de la relación de transformación del CT.

Mediciones de Burden

El burden total del CT es la suma del burden interno y el externo conectado. El burden interno puede ser determinado convirtiendo la resistencia interna (tal como se explicó en el apartado de medición de resistencia de puntas y devanados) a Volt-amperios a la corriente nominal secundaria:

$$\text{Burden interno} = R_{\text{interna}} I_{\text{nom. secundario}}^2 = W = VA$$

El burden externo en miliamperios puede ser determinado midiendo el voltaje requerido para llevar la corriente nominal a través del burden conectado. Usando un medidor de ángulo de fase, pueden ser determinadas las componentes de resistencia y reactancia del burden externo.

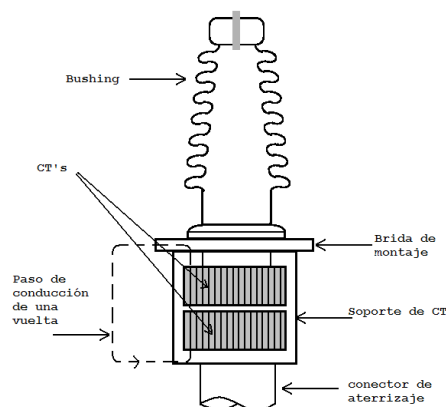
Se deben recordar los siguientes puntos:

- Todos los CT's deberían ser desconectados del burden externo que se está midiendo.
- Los relevadores y otros dispositivos externos, deberían estar en el tap de "en servicio" si éste está siendo medido.

Chequeo de acople entre núcleos

El acoplamiento entre núcleos puede ser detectado excitando el devanado secundario en uno de los CT's, a un voltaje cercano pero debajo del punto del codo de la curva y midiendo el voltaje a través de todo el devanado en cada uno de los núcleos adyacentes, uno a la vez. Todos los otros devanados secundarios del CT deberían ser cortocircuitados. Sin acoplamiento, un voltímetro de alta impedancia (20,000V/ Ω o mayor) debería registrar menos de 1 ó 2 V. Si hay acople, el voltaje será sustancialmente mayor.

Figura 22. Paso de conducción de una vuelta circulando a los CT's



Fuente: *Doble Engineering Company. Test Data Referente Book. Págs. 5-1B.24.*

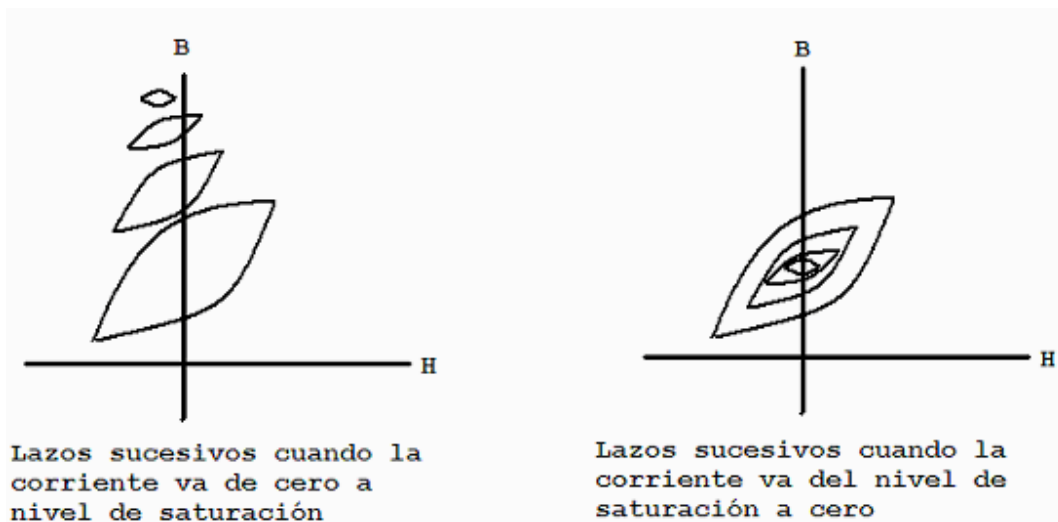
Desmagnetización

Debido a que afecta al desempeño del CT, la presencia del magnetismo residual en el núcleo del CT, es una condición indeseable.

El magnetismo residual puede ser removido a través de un proceso llamado desmagnetización. La naturaleza de este proceso puede ser descrita como sigue.

Se asume que un CT tiene magnetismo residual. Si la corriente en el CT es lentamente incrementada desde cero, el flujo variará alrededor de un lazo de histéresis menor. El extremo negativo de cada uno de estos lazos permanecerá en el lazo mayor original. Estos lazos estarán simétricamente ubicados sobre el eje B en un diagrama B-H. Cuando mayor sea la corriente final y el balanceo del flujo asociado, el más bajo será la componente unidireccional de la onda de flujo (lo que es una compensación del lazo menor a lo largo del eje B).

Figura 23. Lazos de magnetización



Fuente: *Doble Engineering Company. Test Data Referente Book.* Págs. 5-1B.30.

Si luego de alcanzar el mayor lazo de histéresis, la corriente es gradualmente reducida, el menor lazo de histéresis permanecerá dentro del mayor previo.

La reducción de la corriente a cero llevará el punto de trabajo al centro de estos lazos, el cual corresponde a la condición cuando el CT está desmagnetizado.

Uno de estos circuitos de prueba es el mostrado en el apartado de prueba de excitación.

El voltaje a.c. es aplicado al devanado de alta (usualmente X1 – X2) con el devanado de baja (usualmente H1 – H2) a circuito abierto. La corriente es incrementada al nivel de saturación, tal como se determina por las lecturas del amperímetro y el voltímetro, o a las lecturas de la corriente nominal del devanado, cualquiera que ocurra primero. Luego de que la saturación es alcanzada, la corriente es gradualmente reducida.

La presencia de magnetismo residual podría ser determinada a partir de la prueba de excitación hecha, previa a la desmagnetización. Las características resultantes de excitación deberían ser comparadas con una curva de excitación de referencia. Esto podría ser información obtenida para el fabricante o una característica resultante de la prueba inicial o una previa.

Si las características no son comparables y en la última el CT entra en la región de saturación a un voltaje menor, entonces al parecer, el magnetismo residual es la causa. Después que la desmagnetización es completada, la prueba de excitación debería ser hecha de nuevo. Si las características de las componentes de excitación son comparables con la curva de referencia, entonces la desmagnetización fue exitosa. Si no son comparables dichas características, entonces puede ser que la causa sea una de las siguientes:

- La desmagnetización no fue hecha adecuadamente.
- La curva de excitación no es causada por el magnetismo residual.

Si no hay información de base disponible, entonces las características de excitación antes de la desmagnetización pueden ser comparadas con la curva obtenida después de la desmagnetización.

5.5.1.3 Mantenimiento correctivo de CT's

5.5.1.3.1 Procedimientos para el cambio de transformadores de instrumento

Los procedimientos para realizar el reemplazo de los transformadores de instrumento, son muy parecidos a los que se realizan para el cambio de interruptores de potencia, debido a que poseen un volumen similar.

En el caso de transformadores ubicados sobre un transformador de potencial, debe tenerse mucho cuidado con las partes o accesorios del mismo para no dañarlos.

Cabe destacar que es primordial aterrizar los *bushings* para evitar la inducción, por tratarse de un dispositivo inductivo.

Los procedimientos para llevar a cabo el reemplazo de un CT, un PT o un transformador de instrumento combinado, son los siguientes:

- Asegurarse que la línea está desenergizada por medio de un detector de voltaje.
- Aterrizar por medio de seccionadores de puesta a tierra, si hay, el área donde se va a trabajar.

- Aterrizar de forma segura los extremos de las líneas por seguridad y para minimizar la inducción en el dispositivo, si hubiera (por lo general, dicha inducción se produce con mayor intensidad en sistemas de 230kV, por lo que es indispensable realizar este paso en dichos sistemas).
- Verificar que la grúa o el medio de transporte y/o izaje sea de tamaño adecuado para no entrar en contacto con partes energizadas en la subestación.
- Identificar las partes o accesorios adecuados del transformador de medición para izaje y transporte.
- Sujetar firmemente el interruptor a la grúa u otro medio de transporte e izaje, teniendo en cuenta que en todo momento debe permanecer en posición vertical o con el ángulo máximo que permita el fabricante. Por lo general, se recomienda que para los transformadores de medición, este ángulo no sea mayor de 30° respecto a la vertical.
- Llevar el transformador de medición nuevo al área de mantenimiento.
- Identificar los cables de control del dispositivo a ser retirado, y señalarlos de tal forma que, cuando sea llevado el nuevo, pueda conectarse de forma segura.
- Extraer todo el aceite dieléctrico del interior del transformador de medición.
- Desconectar los cables o barras de alta tensión que están conectados al transformador de medición.
- Retirar a una distancia adecuada los cables de alta tensión.
- Desconectar los cables de control y medición del transformador, asegurándose que están plenamente identificados según diagramas del fabricante.
- Retirar la conexión a tierra del dispositivo. Es importante señalar que este paso debe ser siempre posterior a la desconexión de los cables de control y alta tensión.
- Proceder con el retiro de la tornillería y el equipo de fijación del interruptor de potencia a la estructura de soporte

- Sujetar firmemente el interruptor dañado a la grúa u otro medio de transporte e izaje.
- Retirar con sumo cuidado, y por medio de una grúa, preferentemente, el transformador de medición de la estructura de soporte.
- Retirar la unidad dañada del área de trabajo.
- Identificar plenamente las conexiones del transformador de medición nuevo.
- Colocar la unidad nueva en el pedestal de sujeción, con las precauciones respectivas para no dañarla.
- Proceder con el ajuste de la tornillería y equipo de fijación respectiva del transformador a la estructura de soporte.
- Realizar el llenado de aceite dieléctrico del transformador de medición.
- Realizar las conexiones de aterrizaje.
- Realizar las conexiones del cableado de control y medición.
- Retirar todas las herramientas empleadas durante el ensamblaje y las conexiones.
- Realizar las pruebas respectivas (estas pruebas son obligatorias para este tipo de dispositivos para establecer un punto de partida en mediciones posteriores del equipo).
- Realizar las conexiones del cableado de alta tensión, si las pruebas resultaron satisfactorias.
- Realizar una última inspección, a fin de chequear cualquier anomalía previa a la energización, revisando principalmente el correcto funcionamiento y buen estado de los siguientes elementos:
 - Soporte de acero galvanizado para montaje.
 - Indicador de nivel de aceite, con indicación correcta en las posiciones "mínima y máxima".
 - Dispositivo para drenaje, muestreo y llenado de aceite.
 - Placa metálica de identificación.

- Placa metálica que muestre los devanados y sus diagramas de conexión con todos los datos pertinentes.
- Realizar la energización del campo o línea donde se haya realizado el mantenimiento.
- Verificar que todo el campo o línea funcione correctamente desde la sala de mando.
- Realizar un reporte del mantenimiento realizado.

5.5.2 Mantenimiento de PT's

5.5.2.1 Mantenimiento predictivo de PT's

Se realiza de la misma manera que el de CT's, por lo que puede referirse al apartado de mantenimiento predictivo de CT's.

5.5.2.2 Mantenimiento preventivo de PT's

Pruebas de factor de potencia

Las pruebas con el equipo Doble, se desarrollan rutinariamente en *bushings* y en aislamiento del devanado en este tipo de equipo. Debido al bajo valor nominal de voltaje de los secundarios de los PT's, las pruebas Doble son, generalmente, confinadas al lado primario.

Con el objetivo de hacer las pruebas con el equipo, en un transformador de potencial, la unidad es desenergizada y la(s) terminal(es) de línea se aterriza(n) antes de cualquier intento por aislar cualquiera de las terminales. Dado que los secundarios de 2 o más CT's pueden colocarse en paralelo, el voltaje puede ser retroalimentado a través de los secundarios para producir un alto voltaje a través del devanado primario en una

unidad parecida. De acuerdo con ello, además de aislar y aterrizar las terminales de línea del devanado primario, fusibles secundarios y otras terminales, deberían ser removidas para aislar efectiva y completamente la unidad del sistema.

Voltajes de prueba

Para PT's diseñados para una operación línea-línea, el voltaje de prueba es determinado en base al voltaje de operación, el cual normalmente existe entre las terminales de línea que normalmente hay entre las terminales de línea y tierra.

Para PT's diseñados para una operación de línea a tierra, el voltaje de prueba es generalmente limitado por el valor nominal de la terminal neutral; el neutral puede estar por lo menos a 5kV o tal vez un valor menor.

Es preferible desarrollar todas las pruebas en cada PT al mismo voltaje. Sin embargo, para pruebas que se realizan varias veces, con el *bushing* neutral conectado a guarda (también, la prueba de corriente de excitación con el neutral conectado al UST), un voltaje de prueba mayor puede ser aplicado, dado que el neutral es esencialmente a potencial a tierra para estas mediciones.

PT's de línea a tierra llenados con líquido

Para todos los kV nominales, una completa serie de pruebas es hecha al voltaje permitido por el valor nominal de la terminal neutra. Usualmente, este valor es de 5kV o menor.

En suma, las pruebas que se realizan varias veces con la terminal de línea energizada, y Ho a guarda, es hecha a 10kV o al voltaje nominal de línea a tierra, el que sea mas bajo.

PT's de línea a línea llenados con líquido

Para unidades con un valor de clase nominal de aislamiento de 15kV (por ejemplo, unidades de 14.4kV), y por encima, se debe desarrollar la serie completa de pruebas a 10kV. Dichas pruebas se describen más adelante en este apartado.

Para unidades de clase de aislamiento de menos de 15kV (por ejemplo, 12kV en placa) seleccionar un voltaje de prueba conveniente, el cual es igual o menor al valor del voltaje nominal de placa.

Tabla XXV. Voltajes recomendados por el fabricante Doble Para pruebas de PT's de línea a línea, llenos de líquido con clase de aislamiento nominal menor a 15kV

Voltaje nominal del PT	Voltaje de prueba
7.2 a 8.7 kV	5.0
4.2 a 5.9 kV	2.5
2.4kV	2.0

Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de Pruebas Doble. Págs. 4-87.*

A veces es de interés investigar resultados anormales en estas unidades, haciendo una serie de pruebas a diferentes voltajes, para determinar si la condición causante del resultado anormal es no lineal o sensible al voltaje dentro del rango en que se hallan los voltajes de prueba. Esto puede incluir un incremento de voltaje de prueba a 12kV en caso de unidades normalmente probadas a 10kV.

PT's de línea a tierra del tipo seco

Para todos los kV nominales, una serie completa de pruebas es desarrollada al mismo voltaje. El voltaje seleccionado no debe exceder el valor nominal de la terminal neutra. Usualmente, esto es 5kV, o menos. En adición, la prueba múltiple de H1 energizado y Ho a guarda es repetido a 10kV, o el voltaje nominal del transformador de línea a tierra, el que sea menor.

PT's de línea a línea del tipo seco

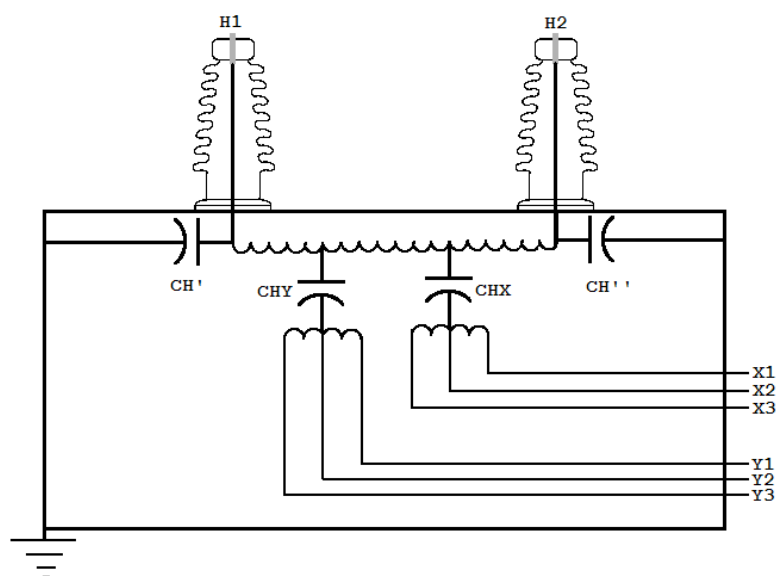
Para unidades con valor nominal de clase de aislamiento mayor a 15kV, la serie completa de pruebas es hecho a 2kV y 10kV. Para unidades con valor de clase de aislamiento de 15kV y menores, las múltiples pruebas deberían ser hechas a los siguientes voltajes:

Tabla XXVI. Voltajes recomendados por el fabricante Doble para pruebas de PT's de línea a línea, del tipo seco con clase de aislamiento nominal menor o igual a 15kV

Nombre de la prueba	Voltajes de prueba
General (overall)	a. 2kV b. voltaje de operación línea a tierra c. 10% a 25% mayor que el voltaje línea a tierra
Múltiple o repetida (cross check)	a. 2kV b. Voltaje de operación de línea a tierra
Corriente de excitación	Voltaje de operación de línea a tierra

Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de Pruebas Doble. Págs. 4-87.*

Figura 24. Transformador de potencial de fase simple



Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de Pruebas Doble. Págs. 4-88.*

Procedimientos de prueba

A continuación se describe el procedimiento de prueba con el equipo Doble.

Tabla XXVII. Procedimiento de prueba para PT's de fase simple

Prueba No.	Modo de prueba	Energizar	Aterrizar	Guarda(1)	UST	Descripción
1	GST	H1, H2 (2)	X1, Y1	-----	-----	Overall
2	GST	H1	X1, Y1	H2 (2)	-----	H1 Cross-Check (3)
3	GST	H2 (2)	X1, Y1	-----	-----	H1 Cross-Check (3)
4	UST	H1	X1, Y1	-----	H2	Excitación H1 a H2
5	UST	H2 (2)	X1, Y1	-----	H1	Excitación H2 a H1
6	Las pruebas suplementarias de collar caliente en la terminal de línea de <i>bushing</i> del primario (4)					

Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de Pruebas Doble. Págs. 4-88.*

Notas:

- (1) Todas las puntas secundarias no indicadas, están aisladas en la caja de terminales secundarias del PT y la izquierda flotante (por ejemplo, aterrizar sólo una pata de cada devanado secundario, y dejar las otras terminales secundarias flotantes). También, si la unidad bajo prueba es de repuesto, o no está instalada en una posición de servicio, entonces se debe aplicar una tierra externa a la carcasa del dispositivo.
- (2) La designación H2 asume que el PT es del diseño de fase a fase. Para PT's diseñados para aplicaciones de línea a tierra, la terminal normalmente aterrizada del devanado primario, es usualmente designada como Ho.
- (3) Para las pruebas repetidas de comprobación (cross-check) el potencial de prueba es ajustado a través del devanado, desde el potencial de prueba completo del *bushing* energizado hasta aproximadamente cero en el *bushing* guardado y el final del devanado.

- (4) Las pruebas suplementarias de collar caliente son regularmente hechas en los *bushings* de terminal de línea, si dichos *bushings* son de porcelana sólida, llenados de compuesto y *bushings* de PT's del tipo moldeado. Las pruebas de collar caliente pueden ser hechas en otros tipos de *bushings*, cuando resultados en las pruebas overall y cross-check son obtenidos.

Para realizar la prueba 1, se debe cortocircuitar el devanado primario, aterrizar los secundarios, entonces conectar el cable de prueba de alto voltaje al primario y energizar; el switch LV en la posición GST-Ground (R, B). Una punta de bajo voltaje (LV) no es usada en la prueba 1, pero es usada en las pruebas 2 a la 5.

Para realizar la prueba 2, remover el jumper para cortocircuitar el devanado primario, luego conectar el cable HV a H1 y el LV a H2, con el switch LV, switch en modo GST-Guard (R, B). Continuando con la prueba 2, regresar el switch M2H Selector a la posición Check, entonces girar el LV, Switch a UST-Measure (R, B) y realizar la prueba 4, una de 2 de las pruebas de corriente de excitación. Luego de completar las pruebas 2 y 4, se desenergiza el set de pruebas y se mueve el cable HV a H2 y el LV a H1. Realizar las pruebas 3 y 5 en la manera descrita para las 2 y 4.

La corriente y watts son registradas para las pruebas 1, 2 y 3, los factores de potencia son calculados. La corriente (por ejemplo, la corriente de excitación) sólo es registrada para las pruebas 4 y 5. Si la unidad es del tipo llenada de aceite, entonces los factores de potencia calculados son corregidos para la temperatura ambiente usando la curva prevista para ello. Esta se halla en el manual del equipo de prueba o en el del PT. Los factores de potencia de PT's llenos con askarel, también son corregidos para la temperatura ambiente de la misma manera. Los factores de potencia medidos de las pruebas overall y cross-check para PT's del tipo seco, no son corregidos para el factor de potencia.

Análisis de resultados

El factor de potencia total corregido, debería ser comparado con los resultados de pruebas previas (si los hay), con los resultados registrados para otras unidades similares en el sistema, y con información tabulada en el manual del fabricante del equipo de medición. Para la mayoría de los PT's, ambos factores de potencia de la prueba Cross-Check son comparables aproximadamente con el factor de potencia de la prueba de Overall.

Las pruebas de Cross-check proveen una información suplementaria útil, particularmente cuando en la prueba de overall se obtienen resultados cuestionables. Por ejemplo, si la prueba de overall muestra un factor de potencia más elevado de lo esperado, entonces las pruebas de Cross-Check ayudarán a diferenciar entre una condición general o una localizada en un *bushing*, o en la terminal de un devanado.

Pruebas suplementarias

Mientras las pruebas convencionales de Overall y Cross-Check a menudo proveen una información completa, otras pruebas suplementarias pueden ocasionalmente ser usadas para determinar puntualmente la fuente de altas pérdidas y factores de potencia anormales.

Tabla XXVIII. Pruebas suplementarias para PT's monofásicos

Prueba No.	Modo de prueba	Energizar	Aterrizar	Guarda	UST	Descripción
6	UST	H1, H2	Y1	---	X1	CHX
7	UST	H1, H2	X1	---	Y1	CHY
8	GST	H1	---	H2, X1, Y1	---	<i>Bushing H1</i>
9	GST	H2	---	H1, X1, Y1	---	<i>Bushing H2</i>

Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de Pruebas Doble. Págs. 4-91.*

Para las pruebas 6, 7, 8 y 9, la corriente y watts son registrados, y los factores de potencia son calculados y corregidos para temperatura, si es aplicable. Las pruebas 6 y 7 son directas mediciones de los aislamientos entre devanados. Las pruebas 8 y 9 son similares a las pruebas 2 y 3, respectivamente, excepto para la eliminación de las pérdidas del aislamiento entre devanados, haciendo por ello estas mediciones mucho más sensibles a la condición de únicamente los *bushings* del primario. Las pruebas 8 y 9 no podrían ser hechas en los *bushings* H1 y H2 con taps.

Las pruebas sencillas o múltiples de collar caliente son regularmente realizadas en la terminal de línea primaria de *bushings*, si los *bushings* son de porcelana sólida, llenas de algún compuesto y PT's del tipo moldeado. Las pruebas de collar caliente pueden ser realizadas en otros tipos de *bushings*, cuando se obtienen resultados anormales en las pruebas convencionales.

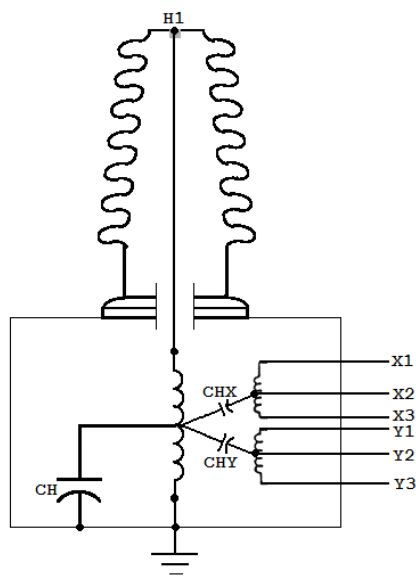
Las corrientes de excitación obtenidas en las pruebas 4 y 5, deberían ser comparadas una con la otra. Esta medición detecta problemas en el núcleo y los devanados internos.

La investigación de resultados anormales en PT's llenados de líquido, puede incluir un factor de potencia separado y otras pruebas de pantalla en una muestra representativa del líquido aislante. Sin embargo, una conclusión acerca de muestras de líquido puede no ser confiable, y debe tomar en cuenta el volumen total de líquido de la unidad, el cual podría ser de una pequeña cantidad.

La investigación de resultados anormales en las pruebas en PT's generalmente debería incluir pruebas suplementarias a varios niveles de voltaje.

PT's monofásicos con aterrizaje primario interno

Figura 25. PT monofásicos con neutro aterrizado internamente



Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de Pruebas Doble. Págs. 4-92.*

Una prueba estándar de overall de factor de potencia, no es posible en el PT mostrado; sin embargo, las pruebas de factor de potencia y corriente de excitación pueden ser realizadas de la siguiente manera:

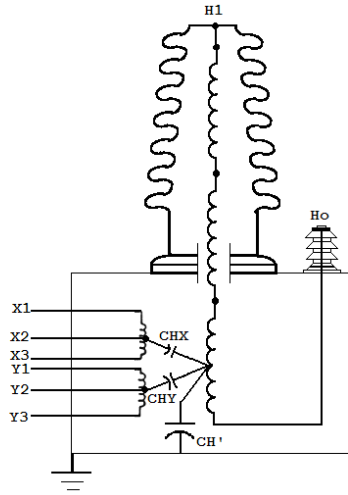
Tabla XXIX. Procedimiento modificado de prueba para PT's monofásicos con neutro aterrizado internamente

Prueba No.	Modo de prueba	Energizar	Aterrizar	Guarda	UST	Descripción
1	UST	H1	Ho	---	X1, Y1	Aislamiento del final de la línea del entre devanado
2	GST	H1	Ho	X1, Y1	---	Corriente de excitación

Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de Pruebas Doble. Págs. 4-92.*

Transformadores de potencial en cascada

Figura 26. Transformador de potencial en cascada



Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de Pruebas Doble. Págs. 4-93.*

La técnica estándar de prueba y análisis de resultados para este tipo de PT's, es la misma que para unidades convencionales. Sin embargo, en algunos casos, puede haber dificultad para cortocircuitar H1 y Ho, para la prueba de Overall; de acuerdo con esto, el procedimiento alternativo para desarrollarla en este tipo de unidades es el siguiente:

Tabla XXX. Método alternativo de prueba Overall para PT's en cascada

Prueba No.	Modo de prueba	Energizar	Aterrizar	Flotante	Descripción
1a	GST	Ho	X1, X2, X3 Y1, 2, Y3	H1	Overall

* (Las pruebas 2 a se hacen de la misma manera que un PT convencional)

Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de Pruebas Doble. Págs. 4-94.*

La técnica descrita anteriormente, requiere que los secundarios sean cortocircuitados y aterrizados. Los secundarios corto-circuitados causan que el primario también lo sea efectivamente por la acción de transformación, permitiendo con ello un resultado apropiado.

En un PT en cascada, la capacitancia a tierra al final de H1 es a menudo sustancialmente menor que la capacitancia a tierra en Ho. Debido a la baja capacitancia y pérdidas normalmente asociadas con las pruebas de Cross-Check de H1, esta medición puede ser influenciada por un derrame en la superficie, produciendo por consiguiente un patrón por el cual las pruebas de Overall y factor de potencia de H2 de Cross-Check, son aceptablemente bajos, pero donde el factor de potencia de H1 de Cross-Check, es bastante alto relativamente.

Con una excepción, el análisis de resultados para PT's en cascada, es el mismo que para las unidades convencionales. Sin embargo, debido a la relativa baja corriente usualmente registrada en la prueba 2 para una unidad típica, los resultados registrados para estas mediciones deberían ser analizados en base a los watts.

Eso es, la pérdida de watts registrada para la prueba 2, comparado con las pruebas anteriores (si hay), y con los watts registrados para unidades similares en el sistema. Por ello, para PT's en cascada, no es recomendable comparar el resultado de la prueba de factor de potencia Cross-Check de H1 con el correspondiente factor de potencia de Overall o con la información tabulada en el manual del fabricante del equipo de pruebas, que se basa únicamente en factores de potencia de Overall.

PT's trifásicos

El procedimiento de prueba para un PT trifásico 3 líneas de voltaje con *bushing* y un *bushing* neutral en una sola carcasa, se realiza de la siguiente manera:

Tabla XXXI. Procedimiento de prueba para PT's trifásicos

Prueba No.	Modo de prueba	Energizar	Aterrizar*	Guarda	UST	Descripción
1	GST	H1, H2, H3, Ho	X1, Y1	Ho, H2, H3	---	Overall
2	GST	H1	X1, Y1	Ho, H1, H3	---	H1 cross-check
3	GST	H2	X1, Y1	Ho, H1, H2	---	H2 cross-check
4	GST	H3	X1, Y1	H1, H2, H3	---	H3 cross-check
5	GST	Ho	X1, Y1	H2, H3	---	Ho cross-check
6	UST	H1	X1, Y1	H1, H3	Ho	Excitación H1-Ho
7	UST	H2	X1, Y1	H1, H2	Ho	Excitación H2-Ho
8	UST	H3	X1, Y1		Ho	Excitación H3-Ho
9	Pruebas suplementarias de collar caliente					

* Las terminales de los secundarios no indicadas, se dejan flotando para todas las pruebas.

Fuente: *Doble Engineering Company*. Manual de Pruebas Doble. Págs. 4-95.

El factor de potencia registrado para las pruebas de la 1 a la 5, y corregidas para la temperatura ambiente, mientras que para las pruebas de excitación solamente la corriente de carga es registrada (pruebas 6, 7 y 8).

El análisis de resultados para un PT trifásico, es similar que para una unidad monofásica. Note que la suma de la corriente y los watts para las 4 pruebas de Cross-Check (pruebas 1 a 5) deberían ser aproximadamente la corriente y watts obtenidos en la prueba general o de overall (prueba 1).

En diseños donde el aceite en los *bushings* de línea es común con el aceite en el tanque principal, las pruebas suplementarias de collar caliente deben ser hechas en los 3 *bushings* de línea, con particular énfasis en la corriente de carga, para determinar que cada *bushing* tiene un nivel de aceite adecuado.

La investigación de resultados anormales en PT's llenos de líquido, puede incluir factores de potencia separados y otras pruebas de pantalla en una muestra representativa del líquido aislante.

5.5.2.2.1 Otras actividades de mantenimiento preventivo

Estas actividades también aplican para los transformadores de corriente, por lo que se debe tomar a consideración la aplicación de dichos procedimientos.

Limpieza de *bushings* del transformador de instrumento

Los aisladores de las boquillas de los transformadores deben ser limpiados con agua, jabón y una franela limpia, para extraer cualquier partícula como polvo, humo y principalmente cualquier partícula metálica o conductora, que puede provocar una disminución del aislamiento.

Es importante recalcar que en la limpieza no debe usarse ninguna sustancia que contenga alcohol y por ningún motivo debe limpiarse el aislamiento con la misma franela con la que se limpió cualquier componente de metal o aluminio.

Procedimiento de retiro e inspección de contactos estacionarios

- Coloque el interruptor en posición abierta antes de comenzar a trabajar.

- Retire el aceite dieléctrico o el gas SF6.
- Retire e inspeccione visualmente el contacto estacionario; éstos deberán ser sustituidos si están desgastados.
- Alisar las picaduras menores con una lima o con papel esmeril.
- El contacto estacionario está diseñado para reemplazarse como una unidad completa; si hay que reemplazar el contacto, también las bayonetas de corriente continua.

Procedimiento para inspección y retiro de contacto móvil

- Inspeccionar la boquilla del contacto móvil y el contacto estacionario, pudiendo realizarse sin retirarlos de la pieza de fundición de la unidad de polo, una vez que se haya retirado el contacto móvil.
- Retirar la cubierta del disco, así como también el disco de ruptura de la caja del extremo.
- Desconectar la barra de operación, compuesta por las palancas de la flecha quitando el perno, tirar del ensamblaje del contacto móvil y retirarlo de la caja de polo.
- Revisar que la boquilla no esté desgastada, ni tampoco erosionado el contacto y que el cilindro de calor no contenga picaduras en las bayonetas de corriente continua.
- Reemplazar el ensamblaje del contacto móvil, si en éste se encontrara cualquier defecto.

5.5.2.3 Mantenimiento correctivo de PT's

Este mantenimiento se realiza de la misma manera que para CT's, por lo que puede referirse al apartado de mantenimiento correctivo de CT's.

5.6 Mantenimiento de transformadores de potencia

5.6.1 Mantenimiento predictivo

El mantenimiento predictivo es el que combina los tipos de mantenimiento preventivo y correctivo, para lograr el máximo tiempo de operación del equipo y eliminar el trabajo innecesario.

5.6.1.1 Inspecciones periódicas

5.6.1.1.1 Aisladores de entrada y salida del transformador fisurados, astillados o muy contaminados

Se observará mediante binoculares u otros medios visuales, los aisladores de entrada y salida del transformador de potencia, para determinar si existen fisuras, astilladuras, flameo o están muy contaminados de polvo, humo, etc., que en condiciones de humedad reduzcan sus características aislantes.

5.6.1.1.2 Pararrayos de entrada y salida del transformador, fisurados, astillados o muy contaminados

Se observará mediante binoculares u otros medios visuales, los pararrayos de entrada y salida del transformador de potencia, para determinar si existen fisuras, astilladuras, flameo o están muy contaminados de polvo, humo, etc., que en condiciones de humedad reduzcan sus características aislantes y de protección.

5.6.1.1.3 Silica húmeda

Se observará el estado de la silica del transformador de potencia, según el manual del fabricante del mismo. La silica es la responsable de la deshumidificación del aire que entra en el transformador, y cuando queda saturado, hay que sustituirlo.

El indicativo de esta humedad es dado por el color que pasa de azul o blanco, cuando está seco y en buenas condiciones, a rosado cuando está saturado de humedad, en cuyo caso, deberá programarse la sustitución de la misma por silica seca.

5.6.1.1.4 Estado de los conectores y puentes del transformador

Se observará el estado físico de los conectores y puentes del transformador de potencia, verificando si existe corrosión u oxidación, conectores flojos, puentes deshilados, etc.

5.6.1.1.5 Puntos calientes en transformadores de potencia

Mediante una cámara termográfica, con la que se puedan medir puntos calientes, se determinará la temperatura de los conectores y puentes de entrada y salida del transformador de potencia, comprobando si esta temperatura no supera los 60°C, que se considera normal. Si se encuentra entre 60 y 75 °C, tiene una valoración leve; si ésta es mayor a 75°C, se califica como grave. Según el artículo 17 inciso 3 de la norma NTDOID de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, la temperatura máxima a la que puede operar un conductor de cobre o aluminio desnudo a un régimen de carga constante, es de 75°C.

5.6.1.1.6 Estado de la conexión a tierra del transformador de potencia

Se observará el estado físico de la conexión a tierra, tanto en el *bushing* Xo como en todas las tierras conectadas a la carcasa del transformador de potencia, verificando si se presentan conectores flojos, oxidados, soldaduras en mal estado, cables rotos o deshilados, que reduzcan sus características de protección.

5.6.1.1.7 Fuga de aceite en el transformador de potencia

Se observará el estado de la válvula de drenaje, el cambiador de tap, específicamente, en el tanque conservador, los radiadores y en toda la carcasa si el transformador de potencia presenta fugas de aceite.

5.6.1.1.8 Estado de ventiladores del transformador de potencia

Se observará el estado físico y el funcionamiento de los ventiladores ubicados en los radiadores del transformador de potencia, verificando si presentan oxidación o rotura del ventilador. También deben encenderse en manual y todos deben funcionar correctamente, se debe verificar que la primera etapa de ventiladores entre a funcionar cuando la temperatura del devanado sea 60°C y la segunda a 75°C.

5.6.1.1.9 Estado del panel de control del transformador de potencia

Se observará el estado físico y funcionamiento de la resistencia del calentador del panel de control del transformador de potencia, verificando que esté funcionando correctamente.

5.6.1.1.10 Baja presión de nitrógeno

En transformadores que usen nitrógeno como protección contra la humedad, se debe observar el valor de la presión del nitrógeno que marca el manómetro, que se encuentra ubicado en el transformador de potencia y cuyo valor debe estar entre 0.5 y 5 psi, por lo general.

5.6.1.1.11 Nivel de aceite del transformador de potencia

Se observará el medidor de nivel de aceite del transformador de potencia, verificando que esté en el rango adecuado.

5.6.1.1.12 Estado de los termómetros de aceite y del devanado

Se observará el estado físico y funcionamiento correcto de los termómetros que miden la temperatura del aceite y el devanado del transformador de potencia, verificando que esté en óptimas condiciones.

5.6.1.1.13 Estado de los CT's de protección diferencial

Se observará el estado físico de los transformadores de corriente de protección diferencial del transformador de potencia, en relación con la oxidación de la carcasa, perforaciones, etc., que puedan poner en peligro el correcto funcionamiento de éstos. Un juego se encuentra ubicado en el interruptor de potencia y el otro en el transformador.

5.6.2 Mantenimiento preventivo

5.6.2.1 Pruebas de campo a los transformadores

El mantenimiento predictivo tiene como objetivo prevenir las interrupciones y fallas, al mismo tiempo prolongar los tiempos de operación por medio de inspecciones programadas y revisiones periódicas del equipo.

Las pruebas más comunes que se realizan en un mantenimiento predictivo, en el INDE a los transformadores de potencia, son las siguientes:

- Pruebas de resistencia del aislamiento con megger.
- Pruebas de pérdidas dieléctricas (factor de potencia).
- Pruebas de corriente de excitación.
- Pruebas de boquillas.
- Pruebas de relación de transformación y polaridad.
- Resistencia ohmica de los devanados.
- Factor de potencia del aceite.

5.6.2.1.1 Pruebas de resistencia del aislamiento (con Megger)

Se define como la resistencia en $M\Omega$ que ofrece un aislamiento al aplicarle un voltaje de corriente directa durante un tiempo dado, medido a partir de la aplicación del mismo; como referencia se usan los valores de 1 – 10 minutos.

Factores que influyen en la prueba de resistencia de aislamiento

A menos que las mediciones de resistencia y absorción se realicen con suma habilidad, se presentarán fluctuaciones importantes provocadas por factores que se expondrán más adelante. Cada uno de esos factores puede ser causa de grandes errores en la medición de la resistencia de aislamiento, los cuales no deben considerarse como problemas del aparato de medición.

Los factores que influyen en las mediciones son las siguientes:

- **Efecto de la condición de la superficie de aislamiento:** las sustancias, tales como el carbón, polvo o aceite, depositadas en las superficies aislantes, pueden disminuir la resistencia de aislamiento. Este factor es particularmente importante, cuando se tienen superficies aislantes relativamente grandes, expuestas al ambiente.
- **Efecto de la humedad:** una gran parte de los materiales utilizados en los sistemas de aislamiento, como son el aceite, el papel, el cartón y algunas cintas, son higroscópicos y, por tanto, son capaces de absorber humedad y ocasionar una reducción en la resistencia de aislamiento.
- **Efecto de la temperatura:** la resistencia del aislamiento varía inversamente con la temperatura en la mayoría de los materiales aislantes. Para evitar variaciones en los resultados de las mediciones, es recomendable hacerlas siempre a la misma temperatura. Las temperaturas estándar recomendadas por comités y normas, son de 20°C para transformadores y 15.6°C para cables. Las pruebas deben realizarse poco tiempo después de poner el equipo fuera de servicio y, posteriormente, cuando el equipo se ha enfriado a una temperatura considerablemente menor

- **Potencial de prueba aplicado:** la medición de la resistencia de aislamiento es en sí misma, una prueba de potencial y debe, por lo tanto, restringirse a valores apropiados, que dependen de la tensión nominal de operación del equipo que se va a someter a la prueba y de las condiciones en que se encuentra su aislamiento. Esto es, particularmente, para máquinas pequeñas o de baja tensión y para transformadores con su aceite aislante, que se encuentren húmedos. Si la tensión de prueba es alta, se puede provocar fatiga en el aislamiento. Los potenciales de prueba estándares utilizados son de 500 a 5,000 voltios en corriente directa.
- **Duración de la aplicación del voltaje de prueba:** este efecto tiene importancia notable en transformadores de potencia con aislamiento en buenas condiciones; sin embargo, en el caso de interruptores, pararrayos y cables de pequeña longitud, este efecto carece de importancia y, por lo tanto, difiere de los primeros en que es recomendable efectuar las pruebas con duración mayor a 1 minuto.
- **Efecto de la carga residual:** un factor que interviene en las mediciones de resistencia de aislamiento y absorción dieléctrica, es la presencia de carga previa al aislamiento. Esta carga puede originarse porque el equipo trabaja aislado de tierra o por la aplicación del voltaje de d.c., en una prueba anterior. Por ello, es necesario descargar a tierra los aislamientos antes de realizar la prueba.
- **Efecto del envejecimiento:** en el caso de aislamientos con aglutinantes semisólidos, se presenta un proceso de curado con el tiempo, el cual provoca un aumento en la corriente de absorción que toma el aislamiento y, por lo mismo, un decremento de la resistencia de aislamiento con el aumento. Adicionalmente, con la edad algunos aislamientos pueden presentar fracturas, lo cual aumenta la corriente de fuga de los mismos.

Métodos de medición de la resistencia de aislamiento (con Megger)

Existen 3 métodos de medición de la resistencia de aislamiento mediante megger, los cuales son:

- Método de tiempo corto o de lectura única.
- Método de tiempo-resistencia o absorción dieléctrica.
- Método de voltaje múltiple.

Método de tiempo corto

Este método consiste en conectar el megger a través del aislamiento que se va a probar, operarlo durante un tiempo corto y registrar la lectura final.

Con fines de normalizar el tiempo, se ha establecido una duración de 60 segundos en la aplicación del voltaje de prueba, con el fin de efectuar comparaciones bajo la misma base, con los datos de prueba existentes y futuros.

Método de tiempo-resistencia o absorción dieléctrica

Consiste en aplicar el voltaje de prueba durante 10 minutos, tomando lecturas a intervalos de 1 minuto. En el caso de meggers, accionados manualmente, se aplica el voltaje durante 1 minuto y se toman lecturas a los 30 y 60 segundos.

Método de voltajes múltiples

Este método tiene su principal aplicación en maquinas rotatorias y en menor grado en transformadores, por lo cual no se le dará énfasis en este documento.

La prueba consiste en experimentar con diferentes voltajes, los cuales al incrementar, aumentan los esfuerzos dieléctricos.

Aplicaciones de las pruebas de aislamiento a trafos

Ésta es la prueba más común para determinar las condiciones de los aislamientos de un transformador, detectando consigo humedad, condiciones del aceite y daños en elementos aislantes.

Preparación del transformador para la prueba

Los pasos que se deben realizar para realizar de forma adecuada y segura las mediciones, son los siguientes:

- Librar las terminales completamente, desconectando todas las terminales de boquillas. En caso de que el transformador tenga salidas con cable subterráneo, se recomienda efectuar la prueba con todo y cables, es decir, desde el transformador hasta el interruptor. Cuando sea necesario, probar cables y transformador por separado, será necesario desconectar terminales, con las precauciones debidas.
- Asegurarse que el tanque del transformador esté sólidamente aterrizado.
- Drenar todas las cargas estáticas que puedan estar presentes en los devanados al comienzo de cada prueba.
- Desconectar los neutros de los devanados.
- Colocar puentes entre las terminales de las boquillas del devanado primario, del secundario y del terciario, si éste es el caso.
- Limpiar perfectamente la porcelana de las boquillas.

- Cuidar que no hayan cambios súbitos de temperatura durante la prueba. Es recomendable realizar las pruebas cuando haya una humedad relativa menor al 65%.

Procedimiento de la prueba de aislamiento

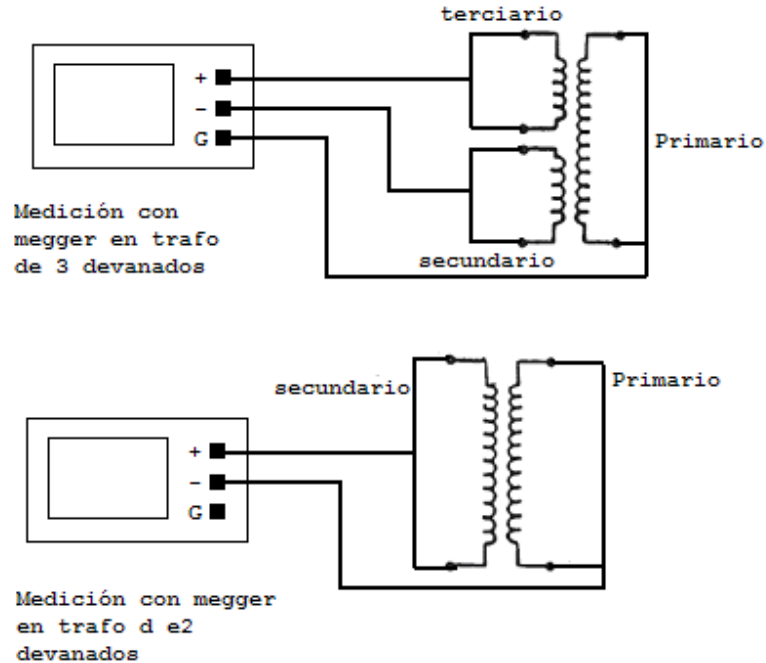
Para cada una de las conexiones que se indican a continuación, se efectuarán las pruebas con una duración de 10 minutos y se registrarán las lecturas a 30 y 60 segundos, así como al minuto de duración y a partir de allí cada minuto.

Se usará el máximo voltaje de prueba del megger, tomando en consideración el voltaje nominal del devanado del transformador sometido a las pruebas. Se obtendrán las lecturas de temperatura del aceite, ambiente y humedad relativa, registrándose en la hoja de prueba.

Se recomienda, además, que se realicen otras pruebas adicionales intercambiando las puntas de prueba entre los diferentes devanados y luego comparar resultados.

A continuación, se presentan los diagramas de conexiones para transformadores de 2 y 3 devanados y auto transformadores.

Figura 27. Conexiones para medición con Megger



Fuente: **Manual de pruebas Megger BM25**. Pág. 17.

Interpretación de resultados

A continuación, se dan algunas recomendaciones para la evaluación del personal que realiza las pruebas, aunque de ninguna manera pretendan sustituir el buen juicio y experiencia que posea. En general, las lecturas de resistencia de aislamiento deberán considerarse como relativas, a menos que el único interés sea de comprobar que los valores se mantengan por encima de los mínimos recomendados, lo que representa un desperdicio de la información proporcionada por la prueba.

Algo muy importante a tomar en consideración, es que todas las pruebas que se hagan al equipo, deberán hacerse en la medida de lo posible, a la misma temperatura, tomando como base 20°C y si no es posible, se debe corregir a esta base. De igual manera con el nivel de humedad relativa y el nivel de potencial del equipo de medición.

A continuación, se presenta una tabla para interpretar los resultados de las mediciones de las condiciones de aislamiento por medio del megger y de las relaciones de absorción dieléctrica e índice de polarización:

Tabla XXXII. Interpretación de resultados en mediciones con Megger

Condición del aislamiento	Índice de absorción dieléctrica	Índice de polarización
Peligroso	-	< 1
Dudoso	1.0 a 1.25	1.0 a 2***
Bueno	1.4 a 1.6	2 a 4
Excelente	>1.6**	> 4

Fuente: AVO International. **Guía completa para pruebas de aislamiento eléctrico.** Pág. 19.

5.6.2.1.2 Pruebas de pérdidas dieléctricas (factor de potencia)

El propósito de esta prueba es detectar fallas peligrosas en aislamientos por el método no destructivo, antes de que ocurran y así prevenir interrupciones del servicio eléctrico, además de permitir oportunamente el reacondicionamiento del aislamiento.

Efecto de la temperatura en la prueba

Los valores de la resistencia de aislamiento se ven fuertemente afectados por la temperatura, aumentando directamente proporcional a ésta, por lo que es necesario ajustar los valores obtenidos a una temperatura base de 20°C. Se hace con el fin de hacer comparaciones y relacionar los valores medidos del mismo equipo, en fechas anteriores.

Dicha corrección se realiza por medio de tablas proporcionadas por el fabricante del equipo a prueba, incluyendo el tipo de aislamiento, tipo de aceite dieléctrico y *bushing*.

Procedimientos generales de la prueba de factor de potencia

Las pruebas de factor de potencia en un dispositivo eléctrico de potencia, son hechas con el dispositivo fuera de servicio. En muchos casos, es necesario solamente abrirlo y desconectar los interruptores para preparar el aparato en las pruebas iniciales. Unas pocas pruebas indicarán si está o no un aislamiento en condiciones normales. Las pruebas más comunes, son las siguientes:

- **Prueba de guarda “caliente”:** es usada para una prueba general de aislamiento en un *bushing* del transformador del tipo “draw-lead”, sin necesidad de desconectar el alambrado del transformador al *bushing*. Las pruebas de collar son a menudo usadas para probar el *bushing* del transformador, teniendo un conductor sólido, sin desconectar el alambrado del transformador.
- **Prueba de collar caliente:** es una prueba única, ya que hace posible la detección de humedad y otras formas de deterioro en la sección de un *bushing*, sin perturbar las conexiones principales. Esto es hecho aplicando un electrodo con forma de collar sobre la sección del *bushing* a investigar y aplicando un potencial de corriente alterna entre el electrodo y el conductor del *bushing*; las pérdidas dieléctricas bajo el collar, se pueden medir entonces de manera usual.
- **Prueba UST:** es usada en *bushings* equipados con capacitancia o taps de factor de potencia para probar el aislamiento principal de un *bushing* exclusivo de alambrados conectados, interruptores, etc. También es usado para medir aislamiento entre devanados de transformadores o máquinas rotatorias.

Los voltajes de prueba normalmente usados para medir *bushings* y aisladores con el equipo Doble, que es usado en el INDE, son de 10kV a 60Hz. En el caso de los devanados de los transformadores, varía de 2kV a 10kV, dependiendo del tamaño del transformador. El equipo Doble MEU y M2E, se usa por lo general a 2,500 V.

Preparación previa para la prueba de factor de potencia

Antes de comenzar la prueba, las siguientes condiciones deben darse:

- El transformador debe estar desenergizado y completamente aislado del sistema de potencia.
- La carcasa del transformador debe estar sólidamente aterrizada. Esto es, especialmente importante, en el caso de unidades sueltas.
- Todas las terminales de cada devanado, incluyendo neutrales, deben estar conectadas entre sí. El objetivo es el de corto-circuitar cada devanado para eliminar cualquier efecto de inductancia por el devanado en las mediciones del aislamiento. Los neutros deben ser aterrizados.
- Si la unidad está equipada con un cambiador de derivación de carga, éste debe estar colocado en la posición neutral. Algunos transformadores tienen elementos de tipo pararrayos, asociados con el cambiador de derivación de carga, los cuales no son efectivamente cortocircuitados con el cambiador en posición neutral, aun cuando las terminales del devanado del transformador están cortocircuitados externamente.

Voltajes de prueba de f.p. para transformadores llenos de líquido

En consideración con los voltajes de prueba de factor de potencia, es útil referirse a los estándares de la ANSI/IEEE; sin embargo, según el fabricante del equipo, se recomiendan los siguientes voltajes de prueba en estos transformadores:

Voltaje nominal del devanado	Voltaje de prueba
12kV y mayor	10kV
4.04 a 8.72kV	5kV
2.4 a 4.8kV	2kV
menor a 2.4kV	1kV

A veces es de interés investigar resultados anormales, por medio de una serie de pruebas a diferentes voltajes, para determinar una respuesta no lineal al voltaje. Esto puede inducir a incrementar el voltaje de prueba más allá de lo normal, por ejemplo, de 10kV a 12kV.

Voltajes de prueba de f.p. para transformadores con ausencia del aceite aislante

En general, el voltaje de prueba debe ser limitado de 5% a 10% del voltaje recomendado para las pruebas de factor de potencia en transformadores según la ANSI/IEEE C57.12.00-1980. El fabricante del equipo de prueba que se usa en el INDE, Doble, recomienda para sus dispositivos los siguientes voltajes de prueba cuando los devanados de los transformadores se prueban en ausencia del líquido aislante, es decir, probados bajo presión atmosférica y no vacío:

Voltaje nominal de los devanados	voltaje de prueba
	devanado delta
161kV y mayor	10kV
115 a 138kV	5kV
34 a 69kV	2kV
12 a 25kV	1kV
menor a 12kV	0.5kV

Para devanados en estrella y fase sencilla con neutro es:

12kV y mayor	1kV
menor a 12kV	0.5kV

Las pruebas pueden ser desarrolladas bajo presión atmosférica, o mayor presión de aire o nitrógeno. Cabe destacar que nunca se debe aplicar un voltaje de prueba a un transformador cuyos devanados están bajo un vacío parcial.

Voltajes de prueba para transformadores secos

Los siguientes son los voltajes recomendados por el fabricante del equipo de prueba para transformadores del tipo seco:

Voltaje nominal del devanado	voltaje de prueba
-------------------------------------	--------------------------

Devanados en delta o estrella flotante

Mayor de 14.4kV	2 y 10kV
12 a 14.4 kV	2, *, y 10kV
5.04 a 8.72kV	2 y 5kV
2.04 a 4.8kV	2kV
menor a 2.4kV	1kV

* Voltaje de operación línea-tierra

Devanados en estrella aterrizada

2.4kV y mayor	2kV
menor a 2.4kV	1kV

Procedimiento de prueba para transformadores de 2 devanados

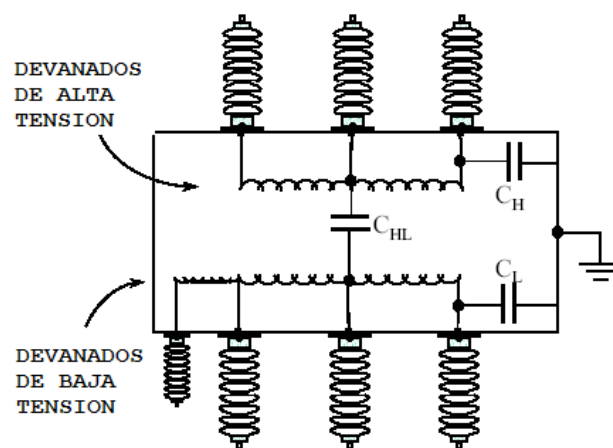
El procedimiento estándar para realizar la prueba, se detalla en la siguiente tabla:

Tabla XXXIII. Conexiones para pruebas de trafos de 2 devanados

Prueba	Modo	Energizar	Tierra	Guarda	UST	Medición
1	GST	Alta	Baja			CH + CHL
2	GST	Alta		Baja		CH
3	GST	Baja	Alta			CL + CHL
4	GST	Baja		Alta		CL
Resultados calculados:		Prueba 1 menos prueba 2				
		Prueba 3 menos prueba 4				
Pruebas alternativas para CHL						
5	UST	Alta			baja	CHL
6	UST	Baja			alta	CHL

Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de pruebas Doble. Págs. 4-76.*

Figura 28. Aislamientos internos del transformador



Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de pruebas Doble. Págs. 4-76.*

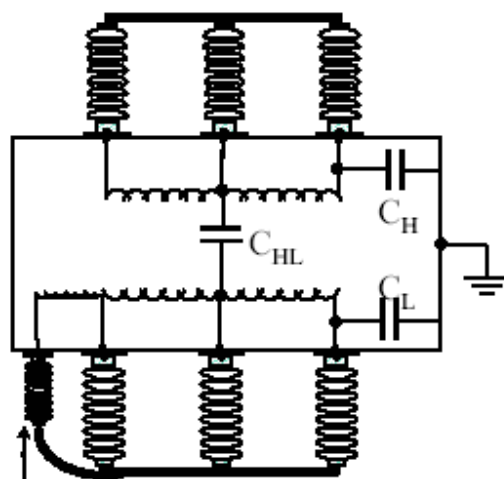
- CH - Se refiere a todos los aislamientos entre los conductores de alto voltaje y las partes aterrizadas.
- CL - Se refiere a las mismas partes y materiales entre los conductores de baja tensión y partes aterrizadas.
- CHL- Se refiere a todos los aislamientos de devanados, barreras y aceite a los devanados de alta y baja tensión.

Para las pruebas 1 y 2, el cable de prueba de alto voltaje (HV) es conectado al devanado de alta tensión y una punta de bajo voltaje (LV) es conectada al devanado de baja tensión. La prueba 1 se desarrolla posicionando el LV SWITCH en la posición GST-Ground. Para completar la prueba 1, no es necesario hacer ningún cambio en las conexiones. El Switch SELECTOR del aparato de medición M2H se regresa a check, y el switch LV es simplemente girado a la posición GST-Guard. La prueba 2 es entonces desarrollada de manera normal.

El mismo procedimiento general se hace para las pruebas 3 y 4, excepto que el cable de prueba HV es conectado al devanado de baja y el cable de prueba LV es conectado al devanado de alta. La prueba 3 es desarrollada con el LV SWITCH en la posición GST-Ground, y para la prueba 4 se coloca en la posición GST-Guard.

El uso del cable de prueba LV en las pruebas minimiza el número de cambios de conexiones necesarios para completar la serie de pruebas. En el momento en que se escoja no usar el cable de prueba LV, o si conexiones adicionales a los circuitos de guarda o tierra son necesarias, el acceso a estos 2 circuitos está disponible en la terminal externa del cable de prueba HV. Las pruebas son desarrolladas con el LV SWITCH en la posición GST-Ground si el cable LV no es usado.

Figura 29. Conexiones del trafo antes de las pruebas generales



Asegurarse de desconectar el neutro e incluirlo en el cortocircuito del devanado correspondiente

Fuente: *Doble Engineering Company. Doble Testing Protocol. Pág. 18.*

Cuando se compare los cálculos de watts de CHL de la prueba 1, menos la prueba 2, contra la prueba 3, menos la 4, se debe usar el siguiente criterio. Primero, se debe notar cuál de las 4 pruebas usa el multiplicador más alto de watts. (Si varias pruebas usan el más alto multiplicador, seleccionar uno).

Entonces, determine cuánto podría haber cambiado la lectura de medición de watts de esa prueba para que sean iguales los valores de CHL de las dos pruebas. Si cambiando una de las lecturas de medición de watts por una división o menos, lleva los watts CHL calculados concuerdan, entonces los watts calculados son considerados comparables. Si se requiere más de un cambio de división en las lecturas de medición de watts para que concuerden los cálculos de CHL, entonces se debe investigar más, midiendo CHL directamente por el método UST, que corresponde a las pruebas 5 y 6.

Esto usualmente indica cuál CHL debería ser investigado. A veces es determinado que un multiplicador de watts fue registrado incorrectamente en las mediciones.

También, una discrepancia puede ocurrir si las pruebas 1, 2 (y 5) fueron desarrolladas a un voltaje mayor que las pruebas 3, 4 (y 6). En otras palabras, el aislamiento CHL puede ser no lineal y de esta forma las pérdidas de potencia y el factor de potencia pueden variar con el voltaje de prueba. Para evitar esto, se deben repetir las pruebas al mismo voltaje.

Si luego de investigar lo anterior, continúan las discrepancias de los resultados de CHL, se debe referir al manual del fabricante en la parte de mantenimiento y resolución de problemas, chequeo de pruebas de campo, sección de atenuador de watts.

Los factores de potencia, son calculados de manera normal para CH, CL y CHL. Los valores calculados son corregidos para la temperatura del aceite, usando los multiplicadores y tablas provistos en el manual del usuario del equipo, en la sección de variación del factor de potencia con la temperatura.

Análisis de los resultados

Los transformadores modernos deberían tener factores de potencia de 0.5% o menos a 20°C. Debería haber una justificación razonable de parte del fabricante si hay valores más altos, y asegurarse, sobre todo, que no se debe a un secado incompleto. Si un factor de potencia más alto es causado por el uso de materiales con mayores factores de potencia intrínsecos, debiese ser dada una consideración de su reemplazo con materiales disponibles, los cuales cumplan con los requerimientos de compatibilidad eléctrica, mecánica y térmica del diseño del transformador, y tener bajo factor de potencia.

Transformadores de potencia viejos, transformadores de distribución llenos de aceite y otros tipos de transformadores aislados con líquidos o secos, podrán tener factores de potencia en exceso de 0.5%. Los datos deberán ser analizados en base a pruebas anteriores a la misma unidad, comparando con otras unidades similares, y referirlo a los datos del fabricante.

La capacitancia (corriente de carga) de CH, CL y CHL debería ser comparada con los datos del fabricante, con datos anteriores (si los hay), y con unidades “gemelas”. La capacitancia es una función de la geometría del devanado, y se espera que sea estable con la temperatura y edad. Sin embargo, un cambio en la capacitancia es indicio de que un movimiento del devanado, puede ocurrir debido a una falla. Los aislamientos CL y CHL son donde suele ocurrir este tipo de eventos.

Factores de potencia anormales (muy alto o muy bajo) son ocasionalmente registrados para aislamientos entre devanados en transformadores de 2 devanados. Esto puede ser el resultado de un aterrizamiento inadecuado al tanque del transformador, o el uso de escudos electrostáticos entre los devanados de los transformadores. En el último caso, como resultado de una buena protección de tierra, la capacitancia entre devanados prácticamente no existe, excepto entre las terminales de los *bushings*. Los valores relativamente bajos de corriente y watts, los cuales resultan de la sustracción de lecturas largas, están sujetas a error, son de poco valor significativo y deberían ser descartados una vez que la existencia de un escudo ha sido verificada.

Pruebas a los *Bushings*

Aunque los *bushings* se incluyen en CH y CL, el efecto de un solo *bushing* en la medición total de CH o CL, puede ser pequeño, dependiendo de la capacitancia relativa del *bushing* y la componente total de CH o CL. Cuanto menor sea la capacitancia del *bushing*, respecto a la capacitancia total, menor es el efecto sobre el factor de potencia.

Es posible, entonces, que un *bushing* defectuoso pueda pasar desapercibido en una prueba total debido al efecto enmascarante de la capacitancia del devanado. Es imperativo, entonces, que pruebas separadas sean hechas en todos los *bushings* del transformador. Es importante señalar que los devanados del transformador, deben permanecer corto-circuitados para todas las pruebas de *bushing*. Los *bushings* con taps de potencial o factor de potencia, deben ser probados por separado por el método UST; los *bushings* con capas protegidas o cabezas aisladas, pueden ser probados con el método de guarda fría o caliente; los *bushings* sin facilidades de pruebas, pueden ser medidos con la técnica del collar caliente. Más adelante, en el documento, se halla una sección de prueba a los *bushings*.

Prueba para autotransformadores

Para propósitos de pruebas, un autotransformador es considerado lo mismo que un transformador de 2 devanados, con las siguientes diferencias y consideraciones especiales:

- El devanado de alta tensión es la combinación de los devanados de alta y baja tensión (H y X), el cual no puede ser separado físicamente. Para corto-circuitar el devanado de alta tensión, los 7 *bushings* (3 para unidad monofásica) se conectan juntos para la prueba: H1, H2, H3, X1, X2, X3, y H0X0.
- Un devanado terciario de un autotransformador es análogo al devanado de baja tensión (CL) de un transformador convencional de 2 devanados.
- Si sólo una pata de un devanado terciario trifásico es llevada fuera por medio de un *bushing*, el transformador aún puede ser probado como una unidad de 2 devanados, haciendo que el devanado de alta tensión sea corto-circuitado adecuadamente. En este caso, es aceptable hacer conexiones al terciario a través de un solo *bushing* (Y1).

- Si un autotransformador no posee terciario, o no tiene terminales accesibles, entonces sólo se puede hacer la prueba entre todo el devanado y tierra.

Los valores calculados son corregidos para temperatura del aceite, usando las mismas tablas de corrección de temperatura. Luego, los factores de potencia CH, CT y CHT, se calculan de manera normal. El análisis de resultados entre devanados o devanados-tierra, es el mismo que el de un transformador de 2 devanados.

Prueba para transformadores de 3 devanados

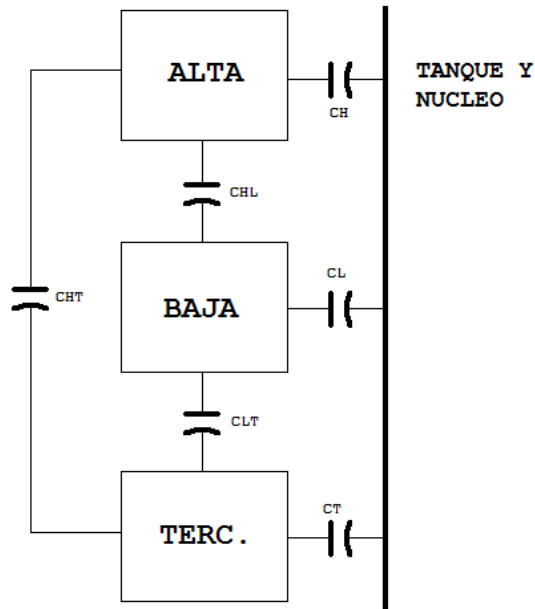
A continuación, se describe el procedimiento para las pruebas a transformadores de 3 devanados:

Tabla XXXIV. Conexiones para pruebas de trafo de 3 devanados

Prueba	Modo	Energizar	Tierra	Guarda	UST	Medición
1	GST	alta	baja	terciario		CH + CHL
2	GST	alta		baja, terc.		CH
3	GST	baja	terciario	alta		CL + CLT
4	GST	baja		alta, terc.		CL
5	GST	terciario	alta	baja		CT + CHT
6	GST	terciario		alta, baja		CT
7	GST	a,b,t				CH+CT+CL
Resultados calculados:			Prueba 1 menos prueba 2 Prueba 3 menos prueba 4 Prueba 5 menos prueba 6			
8	UST	alta	Terciario		baja	CHL
9	UST	baja	Alta		terciario	CLT
10	UST	terciario	Baja		alta	CHT

Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de pruebas Doble. Págs. 4-81.*

Figura 30. Procedimiento para la prueba al trafo de 3 devanados



Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de pruebas Doble.* Págs. 4-81.

La técnica de prueba para un transformador de 3 devanados, es una extensión de la que se le hace a uno de 2; sin embargo, los siguientes puntos deben ser recalcados:

- Los transformadores de 3 devanados son probados de forma conveniente usando ambos cables de prueba (LV) que corresponden al rojo y azul en el equipo de prueba, aunque un cable LV puede ser usado junto con la guarda o la terminal de tierra de la salida de la parte de HV. Para ilustrar la conveniencia de usar dos cables LV para hacer las pruebas totales en el transformador de 3 devanados, considere las pruebas 1, 2 y 8 descritas en la página anterior.

Cable HV conectado al devanado de alta.

Cable LV (rojo) conectado al devanado de baja.

Cable LV (azul) conectado al devanado terciario.

Tabla XXXV. Conexiones utilizando dos cables de baja tensión en la prueba

Prueba	Energizar	Tierra	Guarda	UST	Posición Switch LV		Medición	Modo
					Guarda	Tierra		
1	Alta	baja	terciario		azul	Rojo		GST
2	Alta		baja / alta		ambos			GST
8	Alta	Terciario*	Terciario*	baja	azul		Rojo	UST

* Para UST, la guarda y a tierra son lo mismo.

Fuente: *Doble Engineering Company. Manual de pruebas Doble. Págs. 4-82.*

En la realización de las pruebas 1 y 2, no es necesario disminuir el voltaje de prueba y desenergizar el M2H. En vez de eso, después de completar la prueba 1, regresar el Switch Selector en el equipo M2H a la posición CHECK, cambiar la posición del Switch LV en el equipo, entonces leer la corriente y watts de la prueba 2. De igual manera, proceder desde la prueba 2 a la 8, es desenergizar el equipo de prueba. La misma técnica general aplica a las pruebas 3, 4 y 9; también 5, 6 y 10.

Para desarrollar la prueba 7, se requiere que el equipo sea desenergizado después de completar la 10. Con los cables LV removidos, cortocircuitar los devanados de baja, alta y terciario; medir la corriente y los watts con el Switch LV en posición GST-Ground (rojo, azul). El voltaje experimental para la prueba 7, es determinado por el voltaje mínimo del devanado.

- Los valores de corriente y watts para CHL, CLT y CHT, son calculados de las restas: prueba 1 menos prueba 2; prueba 3 menos prueba 4; prueba 5 menos prueba 6, respectivamente. Estos resultados son comparados con las mediciones directas UST para CHL, CLT y CHT respectivamente. (pruebas 8, 9 y 10).
- Como un punto importante a señalar en las mediciones de devanados, la prueba 7 incluye el paralelo de la combinación de CH, CL y CT.

- Los factores de potencia son calculados de manera normal para las mediciones devanados-tierra y los aislamientos entre devanados. Los valores calculados son corregidos por temperatura del aceite, usando las tablas correspondientes provistas por el fabricante en el manual.
- En algunos casos, un transformador de 3 devanados es construido de tal forma que una de las capacitancias de interdevanados prácticamente no existe. Esta condición puede ser el resultado de protección electrostática aterrizada entre 2 devanados, o de un arreglo concéntrico de devanado, el cual coloca un devanado entre otros 2. El efecto del escudo aterrizado del devanado que queda en medio, es de eliminar efectivamente la capacitancia entre devanados, excepto la que se halla en los terminales de los *bushings*. Los valores de corriente y watts relativamente bajos, los cuales resultan de la sustracción de lecturas grandes, son sujetas a un error considerable, prácticamente no tienen valor significativo, y deberían ser desechadas una vez que se ha verificado la existencia de un escudo o arreglo concéntrico de devanados.

5.6.2.1.3 Prueba de corriente de excitación en transformadores de potencia

El propósito de esta prueba en transformadores de potencia, es detectar y localizar ciertos tipos de fallas. La falla más seria y más fácil de encontrar por medio de esta prueba, es un corto-circuito o una resistencia parcial o alta entre vueltas del devanado.

Criterio de la corriente de excitación

Con el fin de conocer si una medición de la corriente de excitación es anormalmente alta, es necesario tener algún conocimiento sobre lo que es un valor normal.

Un criterio bien sólido, puede ser establecido. Por ejemplo, la corriente de excitación para cada uno de los transformadores monofásicos, en un banco trifásico, se espera que sea más o menos parecido. Aún en el caso de un transformador trifásico, la corriente de excitación de una sola fase caerá en un patrón, y desviaciones del mismo, serán indicativas de falla.

Una vez que se ha establecido un registro de la corriente de excitación para cierto transformador, servirá como punto de partida, con el cual, mediciones futuras pueden ser comparadas.

Equipo de medición

El INDE cuenta con el equipo Doble, que es el mismo que se utiliza para realizar las pruebas de relación de vueltas y aislamiento, además de la de factor de potencia.

El fabricante recomienda realizar todas las pruebas a un transformador, con el mismo equipo, así como las mismas condiciones físicas y eléctricas.

Los resultados de las pruebas de corriente de excitación pueden ser obtenidos abajo del valor nominal de los devanados y son adecuados para detectar fallas. Esto es válido, siempre y cuando se use el criterio de que devanados similares tendrán el mismo resultado.

Procedimiento de pruebas con el equipo Doble

Los siguientes comentarios, resumen el procedimiento para la medición de la corriente de excitación de un transformador, debería ser útil guía para conducir dichas pruebas:

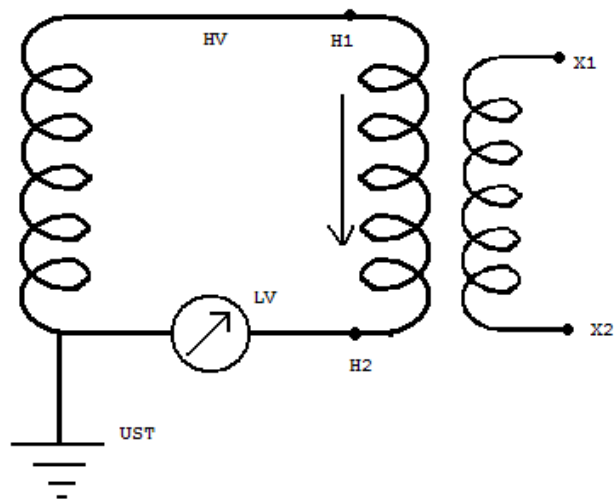
- Todas las cargas deberían ser desconectadas y el transformador desenergizado.
- Las pruebas de rutina pueden ser confinadas a los devanados de alta tensión. Los defectos en los devanados de baja tensión, aún serán detectados y la corriente de carga será reducida.
- Los terminales de los devanados normalmente aterrizados en servicio, deberían ser aterrizados durante las pruebas, excepto para pruebas particulares.
- Se debe tomar precaución en las cercanías de las terminales del transformador, debido a inducción de voltajes en todos los devanados durante la prueba.
- Los cambiadores de derivación, deberían ser completamente subidos o bajados durante la prueba. Un defecto es más fácilmente detectable cuando es probado así, que cuando está colocado cerca de la posición. Es deseable realizar las pruebas en cada posición del tap, en la posición baja alta y en la posición neutral.
- Los voltajes de prueba no deben exceder el nominal de línea a línea para devanados conectados en delta o de línea a neutro en los de conexión en estrella.
- Los voltajes de prueba deberían ser los mismos para cada fase y, debido al comportamiento no lineal de la prueba de corriente respecto a los voltajes de prueba, deberían ser ajustados de manera precisa, si los resultados van a ser comparados.
- Después que el voltaje de prueba ha sido aplicado, el medidor de Watts y corriente debería ser estabilizado, y el medidor revisado a escala completa, antes de que sean registradas las corrientes de excitación.
- Registrar las corrientes de excitación con los devanados energizados alternadamente de terminales opuestas de transformadores de una fase. Esto debería ser hecho en las 3 fases individuales de transformadores trifásicos, si se sospecha de una falla en una de las fases o si las mediciones son cuestionables.

- La probabilidad de magnetismo residual de suficiente magnitud para afectar la prueba, resulta ser pequeña. La probabilidad, sin embargo, debería ser considerada, si un valor anormal de corriente de excitación, se mide en un transformador.

Conexiones para la prueba

La siguiente figura, ilustra los procedimientos de prueba para medir corrientes de excitación en transformadores:

Figura 31. Medición de I_e en un transformador de una fase



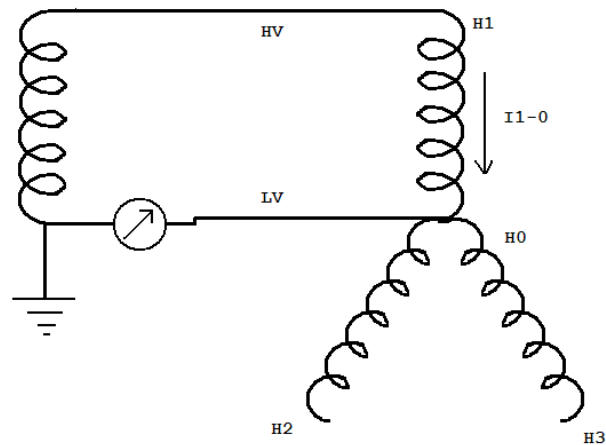
Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book. Págs. 4-3.8.*

Tabla XXXVI. Conexión de I_e en un transformador de una fase

I_e	Energizar	UST	Flotante
H1 – H2	H1	H2	X1X2
H2 – H1	H2	H1	X1X2

Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book. Págs. 4-3.8.*

Figura 32. Mediciones por el método de rutina de I_e en un transformador conectado en estrella



Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book. Págs. 4-3.9.*

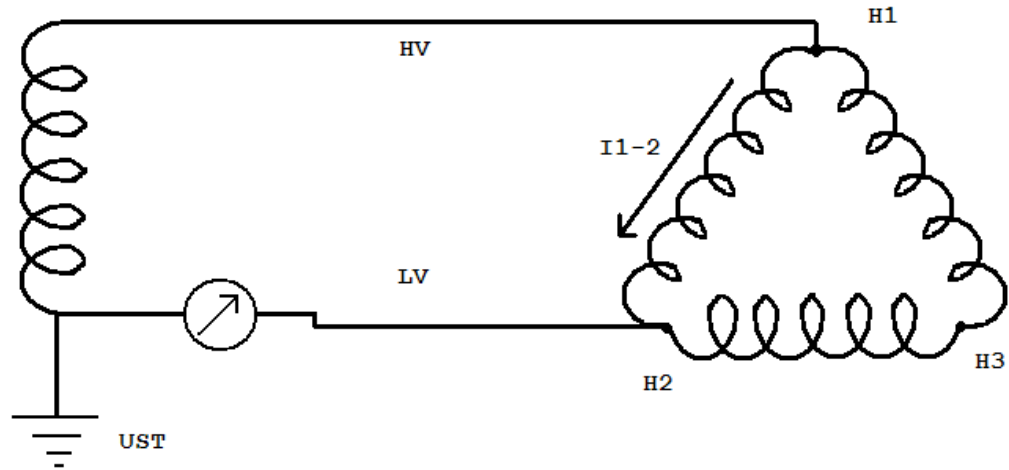
Tabla XXXVII. Conexiones para medición de I_e de un trafo conectado en estrella

I_e	Energizar	UST	Flotante	Aterrizado
H1 – H0	H1	H0	H2H3, X1X2X3	*
H2 – H0	H2	H0	H1H3, X1X2X3	*
H3 – H0	H3	H0	H1H2, X1X2X3	*

* Si X esta conectado en estrella, X0 es aterrizado.

Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book. Págs. 4-3.9.*

Figura 33. Mediciones por el método de rutina de I_e en un transformador conectado en Delta



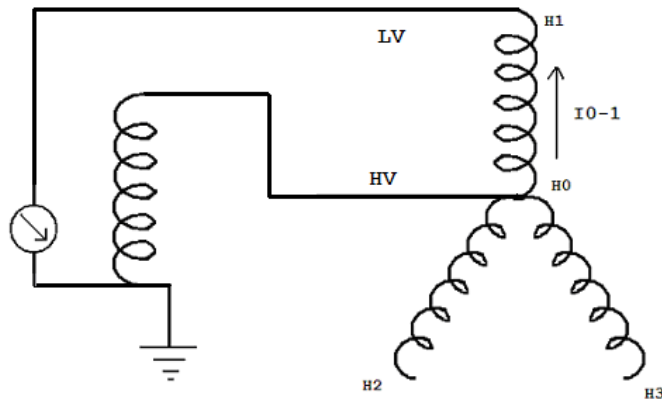
Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book.* Págs. 4-3.9.

Tabla XXXVIII. Conexiones para medición de I_e de un trafo conectado en delta

I_e	Energizar	UST	Aterrizar	Flotante
H1 – H2	H1	H2	H3, *	X1X2X3
H2 – H3	H2	H3	H1, *	X1X2X3
H3 – H1	H3	H1	H2, *	X1X2X3

Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book.* Págs. 4-3.9.

Figura 34. Método alterno para medir I_e en un transformador conectado en estrella



Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book.* Págs. 4-3.10.

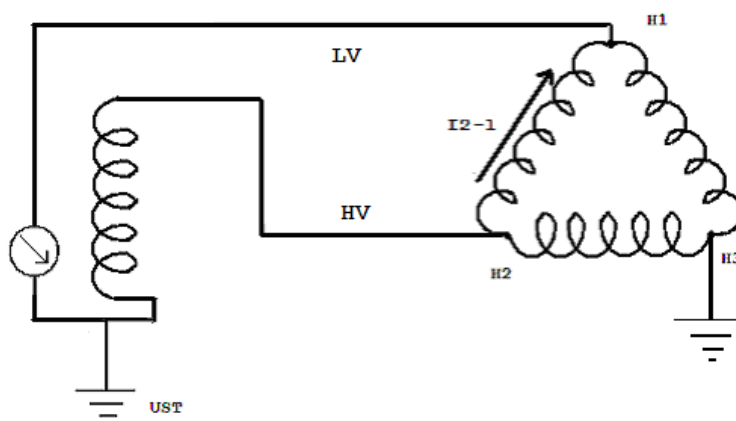
Tabla XXXIX. Conexiones para medición alterna de I_e de un trafo conectado en delta

I_e	Energizar	UST	Aterrizar	Flotante
H0 – H1	H0	H1	*	H2H3, X1X2X3
H0 – H2	H0	H2	*	H1H3, X1X2X3
H0 – H3	H0	H3	*	H1H2, X1X2X3

* Si X está conectado en estrella, Xo es aterrizado.

Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book.* Págs. 4-3.10.

Figura 35. Método alternativo de medición de I_e en un transformador conectado en Delta



Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book.* Pág. 4-3.10.

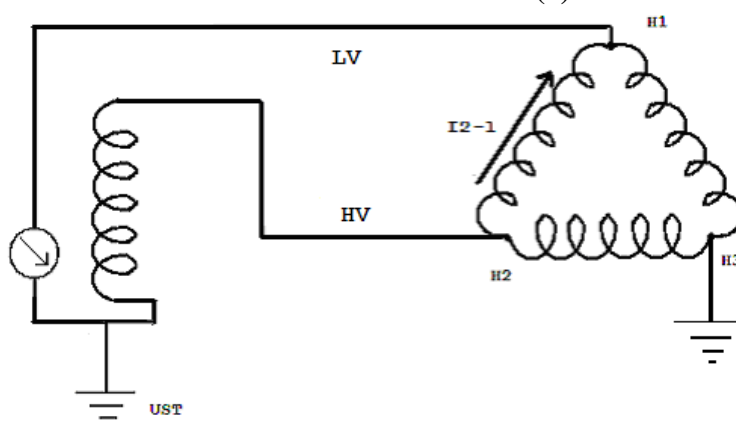
Tabla XL. Conexiones para medición alterna de I_e de un trafo conectado en delta /2)

I_e	Energizar	UST	Aterrizar	Flotante
H2 – H1	H2	H1	H3, *	X1X2X3
H3 – H2	H3	H2	H1, *	X1X2X3
H1 – H3	H1	H3	H2, *	X1X2X3

* Si X está conectado en estrella, Xo está aterrizado.

Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book.* Págs. 4-3.10.

Figura 36. Método alternativo de medición de I_e en un transformador conectado en delta (2)



Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book.* Págs. 4-3.11.

Tabla XLI. Conexiones para medición alterna de I_e de un trafo conectado en delta

I_e	Energizar	UST	Aterrizar	Flotante
$(H1 - H2) + (H1 - H3)$	H1	H2H3	*	X1X2X3
$(H2 - H1) + (H2 - H3)$	H2	H1H3	*	X1X2X3
$(H3 - H1) + (H3 - H2)$	H3	H1H2	*	X1X2X3

* Si X está conectado en estrella, Xo es aterrizado.

Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book*. Págs. 4-3.11.

Resultados de las pruebas

Las corrientes de excitación registradas para transformadores monofásicos son comparadas, ya sea con unidades similares o con datos registrados previamente de una unidad particular. En unidades trifásicas, los resultados registrados en fases individuales son comparados.

El patrón general observado, particularmente en transformadores conectados en estrella, es para dos fases tener similares pero notablemente mayores corrientes de excitación que la tercera fase. Una excepción ocasional a estos patrones ocurre.

En una de las figuras, se presentan conexiones de pruebas con métodos de rutina para una unidad trifásica conectada en delta. Como puede verse, el alambrado desconectado o estático (H2-H3) está en paralelo con el medidor durante la prueba.

En muchas instancias, este paralelo tiene poco efecto en las mediciones. Los patrones de corriente registrados para las 3 fases, podrían ser típicamente 2 corrientes altas y similares, y una baja.

La información ha sido recibida, la cual no sigue este patrón pero está en lugar de eso, incluida la corriente más baja con 2 altas diferentes. Este último patrón era atribuido al efecto de estar en paralelo del alambrado desenergizado. Para eliminar este efecto, la conexión de la última figura, puede ser usada. Un patrón normal de corrientes para esta medición paralela de 2 fases de una conexión de devanados en delta, es de 2 corrientes similares, con la tercera siendo más alta en vez de baja como normalmente se observa en fases individuales.

Si se asume que las corrientes registradas para una fase individual son las mismas desde terminales alternas, eso es H1 a H2 o H2 a H1, entonces las corrientes para las fases individuales pueden ser calculadas sumando las corrientes registradas de cualquier medición de la figura, con el método para evitar el efecto del paralelo, restando el tercero y dividiendo dentro de 2. Por ejemplo, para determinar el valor de Ie para H1. H2, se tiene lo siguiente:

$$\begin{array}{r}
 \text{Suma:} \quad \frac{\begin{array}{r} (\text{H2} - \text{H1}) + (\text{H1} - \text{H3}) \\ (\text{H2} - \text{H1}) + (\text{H2} - \text{H3}) \end{array}}{2 (\text{H1} - \text{H2}) + (\text{H2} - \text{H3}) + (\text{H1} - \text{H3})} \\
 \text{Resta:} \quad \frac{(\text{H2} - \text{H3}) + (\text{H3} - \text{H1})}{2 (\text{H1} - \text{H2})}
 \end{array}$$

5.6.2.1.4 Medición de la relación de transformación

Procedimiento para realizar las pruebas

Medir la relación de transformación con el equipo Doble M2H a 10kV requiere un capacitor auxiliar de un valor y estabilidad adecuada, el cual puede ser obtenido con el fabricante. El valor de la capacitancia en si no es crítico; sin embargo, debería estar en el orden de los 10nF. Es muy importante que la capacitancia no cambie de valor con la temperatura que cambia entre la prueba inicial y la final. Por esta razón, cuando se realicen estas pruebas usando el equipo Doble, todas las pruebas deberían ser desarrolladas en un período de tiempo razonablemente corto.

Los procedimientos para las pruebas se describen a continuación:

A. Medición y registro del valor de la capacitancia auxiliar antes de conectarla al transformador. El valor de dicha capacitancia no debería cambiar en más de 0.1%.

B. Hacer las conexiones del set de pruebas M2H al transformador, como se describe a continuación.

- Antes de conectar el capacitor auxiliar al transformador, conectar una punta de baja tensión del equipo de prueba a una terminal de baja tensión del capacitor auxiliar. En los siguientes diagramas, la terminal de bajo voltaje del capacitor auxiliar, se define como “CAP L-V”.
- Conectar la terminal de alto voltaje del capacitor auxiliar (CAP H-V) a la terminal de bajo voltaje o terciaria apropiada, tal como se muestra en los siguientes diagramas.
 - Ajustar al DETC (o NLTC) y el LTC a la posición apropiada para la primera medición de relación. Normalmente, sin embargo, las mediciones de relación se desarrollan en un número de posiciones del cambiador de taps, como lo recomiende el fabricante o la política de la empresa.
 - Con el capacitor auxiliar conectado a la terminal del transformador apropiada, y los cambiadores de tap en sus posiciones asignadas, incrementar el voltaje a 10kV o al voltaje de prueba conveniente.
- Operar de manera normal el equipo de pruebas. La corriente de carga total y las pérdidas de watts, no tienen importancia. Sólo la capacitancia aparente C2 es de interés. Por lo tanto, se debe dar mucha atención a obtener la lectura mínima apropiada de los watts para que la lectura del dial de capacitancia, sea tan exacta como sea posible.

- Si el dial de capacitancia, se dirige al contrario, quiere decir que la polaridad es incorrecta. En tal caso, el capacitor auxiliar y las conexiones a tierra del devanado secundario, deberían ser intercambiadas, y la medición repetida.
- Si el transformador tiene un devanado en zig-zag y una relación 1:1, en devanado que no es zig-zag, debería siempre ser tomado como el de alta tensión y energizado directamente por el equipo de pruebas con el capacitor auxiliar, estando conectado al devanado en zig-zag.

C. Para cada posición del cambiador de taps, calcular la relación de esta forma:

$$\text{Relación} = C1 / C2$$

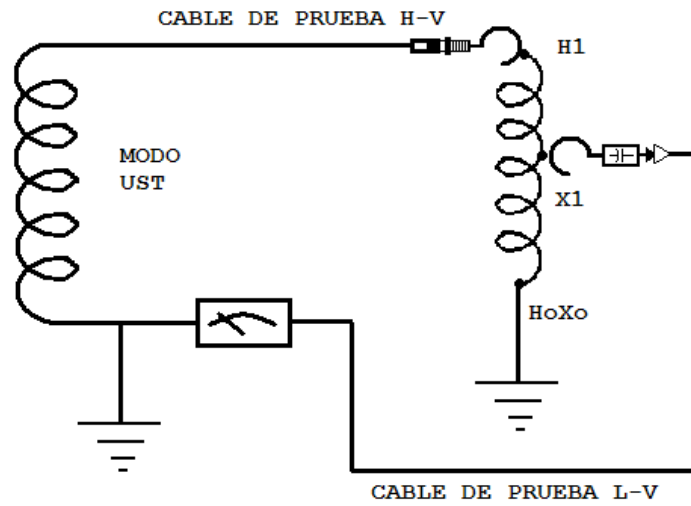
Donde: C1 = capacitancia del capacitor auxiliar.

C2 = Capacitancia aparente del capacitor auxiliar cuando se conecta a la terminal apropiada del transformador y los cambiadores de taps están en las posiciones especificadas.

Diagramas de conexiones para la medición de la relación en transformadores

Medición de relación para auto transformador monofásico sin terciario.

Figura 37. Esquema para prueba, H1 – HoXo a X1 – HoXo



Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book.* Págs. 4-4B.3.

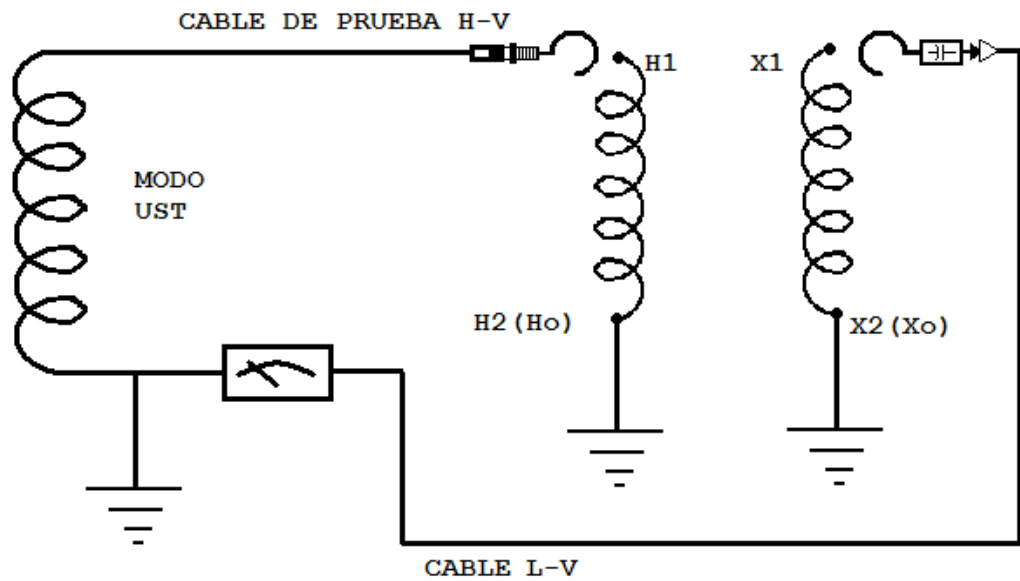
Tabla XLII. Conexiones para prueba, H1 – HoXo a X1 – HoXo

Energizar	Aterrizar	Flotante	Cap. H-v	UST	Relación
H1	HoXo	-----	X1	Cap. L-V	H1 – HoXo A X1 – HoXo

Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book.* Págs. 4-4B.3.

Medición de relación para auto transformador monofásico con terciario.

Figura 38. Esquema para prueba, H1 – H2(Ho) a X1 – X2(Xo)



Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book.* Págs. 4-4B.4.

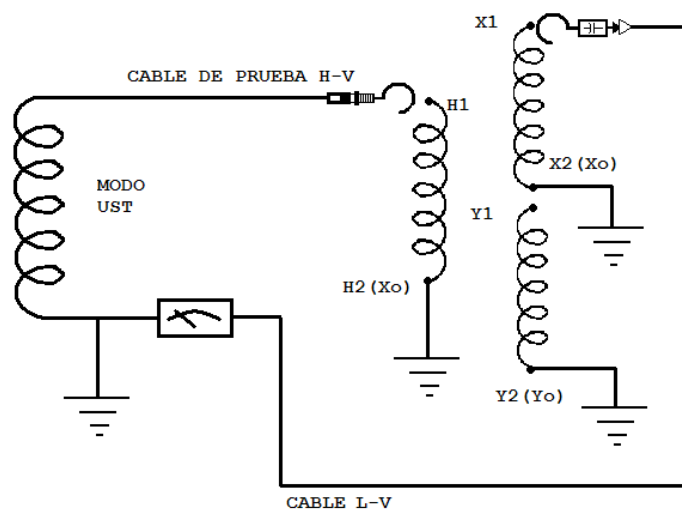
Tabla XLIII. Conexiones para prueba, H1 – H2(Ho) a X1 – X2(Xo)

Energizar	Aterrizar	Flotante	Cap. H-v	UST	Relación
H1	H2 (Xo) X2 (Xo)	-----	X1	Cap. L-V	H1 – H2(Xo) A X1 – X2(Xo)

Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book.* Págs. 4-4B.4.

Medición de relación para auto transformador monofásico con tres devanados

Figura 39. Esquema para prueba, H1 – H2(Ho) a X1 – X2(Xo)



Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book.* Págs. 4-4B.6.

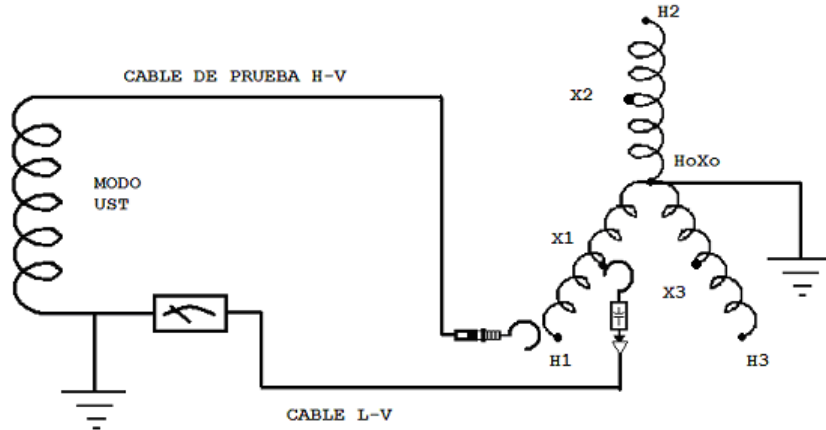
Tabla XLIV. Conexiones para prueba, H1 – H2(Ho) a X1 – X2(Xo)

Prueba No.	Energizar	Aterrizar	Flotante	Cap. H-V	UST	Relación
1	H1	H2(Ho) X2(Xo) Y2(Yo)	Y1	X1	Cap. L-V	H1 – H2(Ho) A X1 – X2(Xo)
2	H1	H2(Ho) X2(Xo) Y2(Yo)	X1	Y1	Cap. L-V	H1 – H2(Ho) A Y1 – Y2(Yo)

Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book.* Págs. 4-4B.6.

Medición de relación para auto transformador trifásico sin terciario.

Figura 40. Esquema para prueba, H1 – HoXo a X1 – HoXo



Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book...* Págs. 4-4B.7.

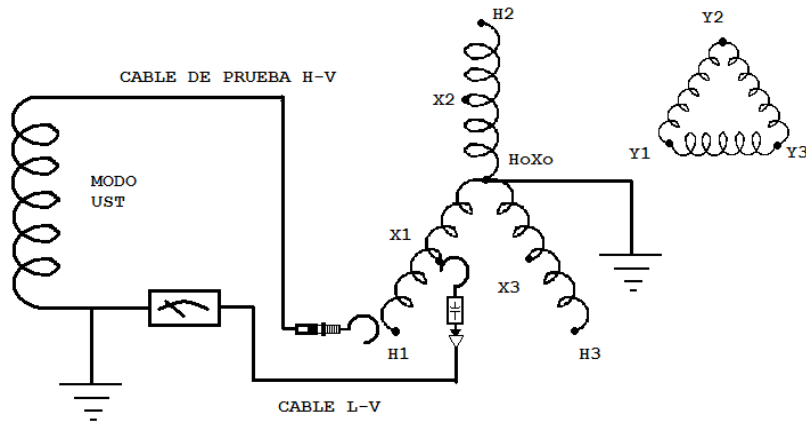
Tabla XLV. Conexiones para prueba, H1 – HoXo a X1 – HoXo

Prueba No.	Energizar	Aterrizar	Flotante	Cap. H-V	UST	Relación
1	H1	HoXo	H2, H3 X2, X3	X1	Cap. LV	H1 – HoXo A X1 – HoXo
2	H2	HoXo	H1, H3 X1, X3	X2	Cap. LV	H2 – HoXo A X2 – HoXo
3	H3	HoXo	H1, H2 X1, X2	X3	Cap. LV	H3 – HoXo A X3 – HoXo

Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book.* Págs. 4-4B.7.

Medición de relación para auto transformador trifásico con terciario

Figura 41. Esquema para prueba, H1 – HoXo a H1 – HoXo



Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book. Págs. 4-4B.8.*

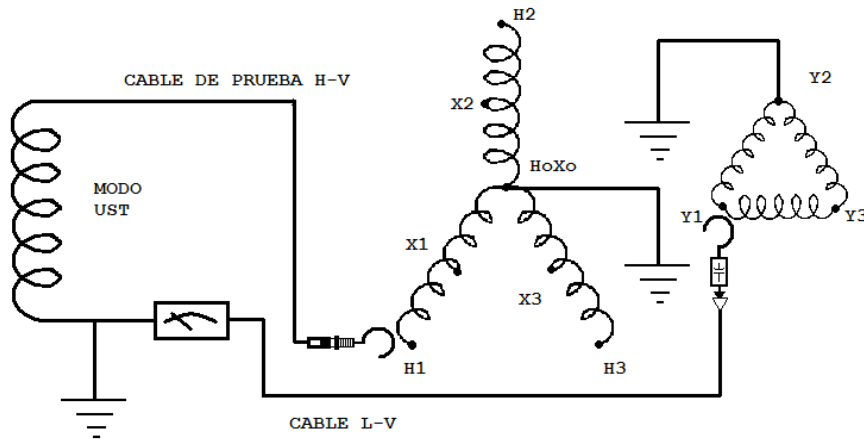
Tabla XLVI. Conexiones para prueba, H1 – HoXo a X1 – HoXo

Prueba No.	Energizar	Aterrizar	Flotante	Cap. H-V	UST	Relación
1 ^a	H1	HoXo	H2, H3 X2, X3 Y1, Y2, Y3	X1	Cap. LV	H1 – HoXo A X1 – HoXo
2 ^a	H2	HoXo	H1, H3 X1, X3 Y1, Y2, Y3	X2	Cap. LV	H2 – HoXo A X2 – HoXo
3 ^a	H3	HoXo	H1, H2 X1, X2 Y1, Y2, Y3	X3	Cap. LV	H3 – HoXo A X3 - HoXo

Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book. Págs. 4-4B.8.*

Medición de relación para auto transformador trifásico con terciario (2)

Figura 42. Esquema para prueba, H1 – HoXo a Y1 – Y2



Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book.* Págs. 4-4B.9.

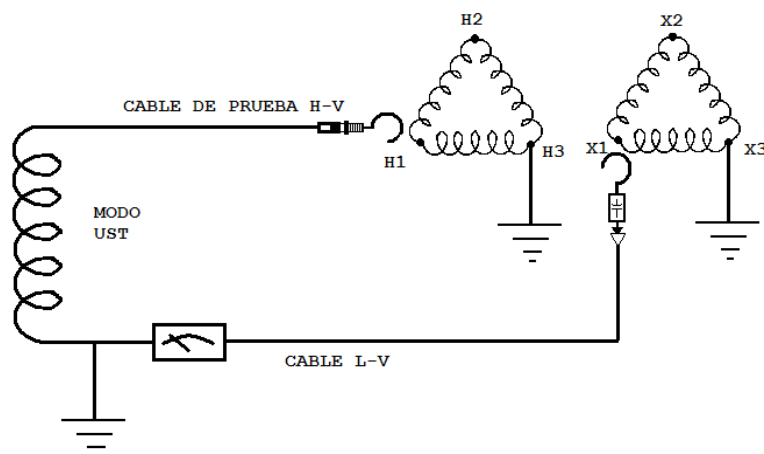
Tabla XLVII. Conexiones para prueba, H1 – HoXo a Y1 – Y2

Prueba No.	Energizar	Aterrizar	Flotante	Cap. H-V	UST	Relación
1b	H1	HoXo, Y2	H2, H3 X1, X2, X3 Y3	Y1	Cap. LV	H1 – HoXo A Y1 – HoXo
2b	H2	HoXo, Y3	H1, H3 X1, X2, X3 Y1	Y2	Cap. LV	H2 – HoXo A Y2 – HoXo
3b	H3	HoXo, Y1	H1, H2 X1, X2, X3 Y2	Y3	Cap. LV	H3 – HoXo A Y3 - HoXo

Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book.* Pág. 4-4B.9.

Medición de relación para transformador trifásico Delta-Delta

Figura 43. Esquema para prueba, H1 – H3 a X1 – X3



Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book. Págs. 4-4B.10.*

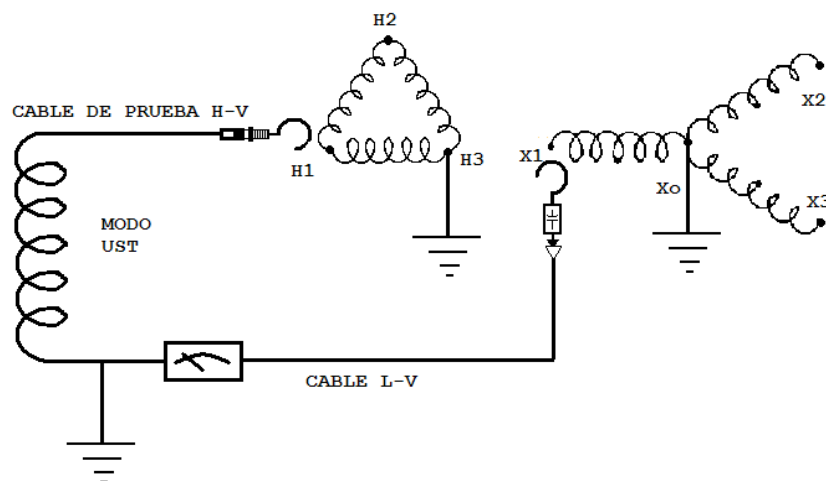
Tabla XLVIII. Conexiones para prueba, H1 – H3 a X1 – X3

Prueba No.	Energizar	Aterrizar	Flotante	Cap. H-V	UST	Relación
1	H1	H3, X3	H2, X2	X1	Cap. LV	H1 – H3 A X1 – X3
2	H2	H2, X1	H3, X3	X2	Cap. LV	H2 – H1 A X2 – X1
3	H3	H1, X2	H1, X1	X3	Cap. LV	H3 – H2 A X3 – X2

Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book. Págs. 4-4B.10.*

Medición de relación para transformador trifásico Delta-Estrella

Figura 44. Esquema para prueba, H1 – H3 a X1 – X3



Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book. Págs. 4-4B.11.*

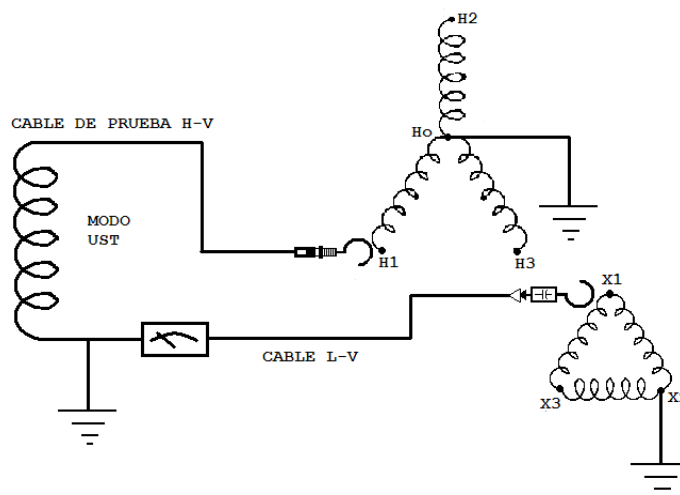
Tabla XLIX. Conexiones para prueba, H1 – H3 a X1 – X3

Prueba No.	Energizar	Aterrizar	Flotante	Cap. H-V	UST	Relación
1	H1	H3, Xo	H2 X2, X3	X1	Cap. LV	H1 – H3 A X1 – Xo
2	H2	H2, Xo	H3 X1, X3	X2	Cap. LV	H2 – H1 A X2 – Xo
3	H3	H1, Xo	H1 X1, X2	X3	Cap. LV	H3 – H2 A X3 – Xo

Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book. Págs. 4-4B.11.*

Medición de relación para transformador trifásico Estrella-Delta

Figura 45. Esquema para prueba, H1 – Ho a X1 – X2



Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book. Págs. 4-4B.12.*

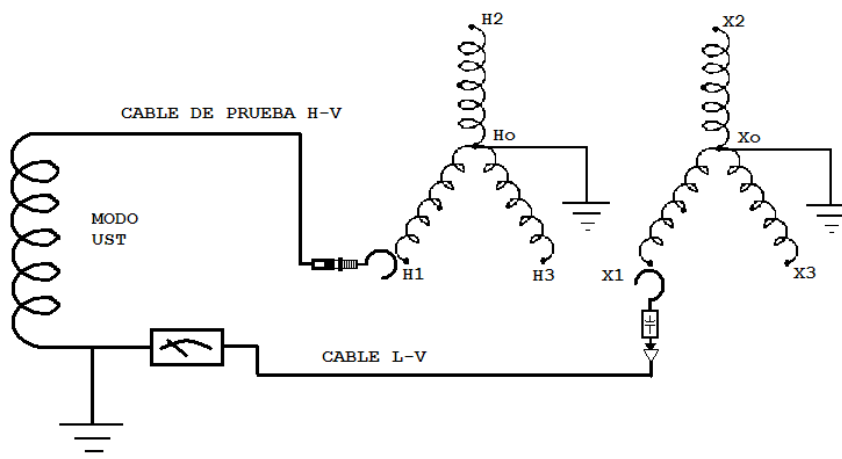
Tabla L. Conexiones para prueba, H1 – Ho a X1 – X2

Prueba No.	Energizar	Aterrizar	Flotante	Cap. H-V	UST	Relación
1	H1	Ho, X2	H2, H3 X3	X1	Cap. LV	H1 – Ho A X1 – X2
2	H2	Ho, X1	H1, H3 X1	X2	Cap. LV	H2 – H0 A X2 – X3
3	H3	Ho, X3	H1, H2 X2	X3	Cap. LV	H3 – Ho A X3 – X1

Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book. Págs. 4-4B.12.*

Medición de relación para transformador trifásico Estrella-Estrella

Figura 46. Esquema para prueba, H1 – Ho a X1 – Xo



Fuente: *Doble Engineering Company General Reference Book*. Págs. 4-4B.13.

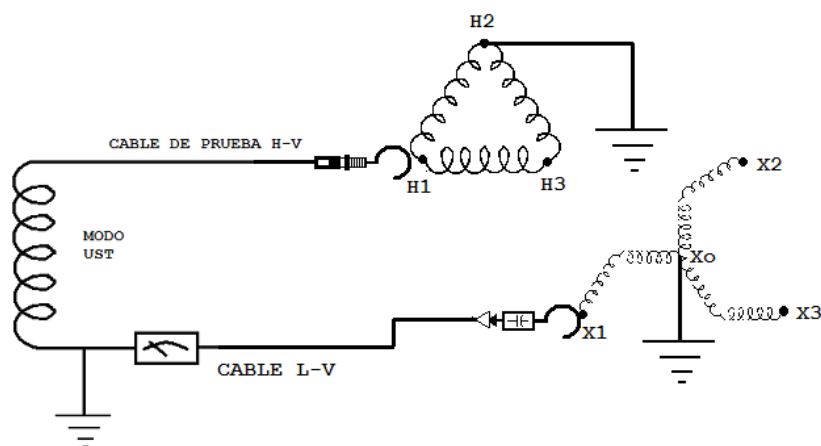
Tabla LI. Conexiones para prueba, H1 – Ho a X1 – Xo

Prueba No.	Energizar	Aterrizar	Flotante	Cap. H-V	UST	Relación
1	H1	Ho,Xo	H2, H3 X2, X3	X1	Cap. LV	H1 – Ho A X1 – Xo
2	H2	Ho,Xo	H1, H3 X1, X3	X2	Cap. LV	H2 – H0 A X2 – Xo
3	H3	Ho,Xo	H1, H2 X1, X2	X3	Cap. LV	H3 – Ho A X3 – Xo

Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book*. Págs. 4-4B.13.

Medición de relación para transformador trifásico Delta-Zigzag

Figura 47. Esquema para prueba, H1 – H2 a X1 – Xo



Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book. Págs. 4-4B.14.*

Tabla LII. Conexiones para prueba, H1 – H2 a X1 – Xo

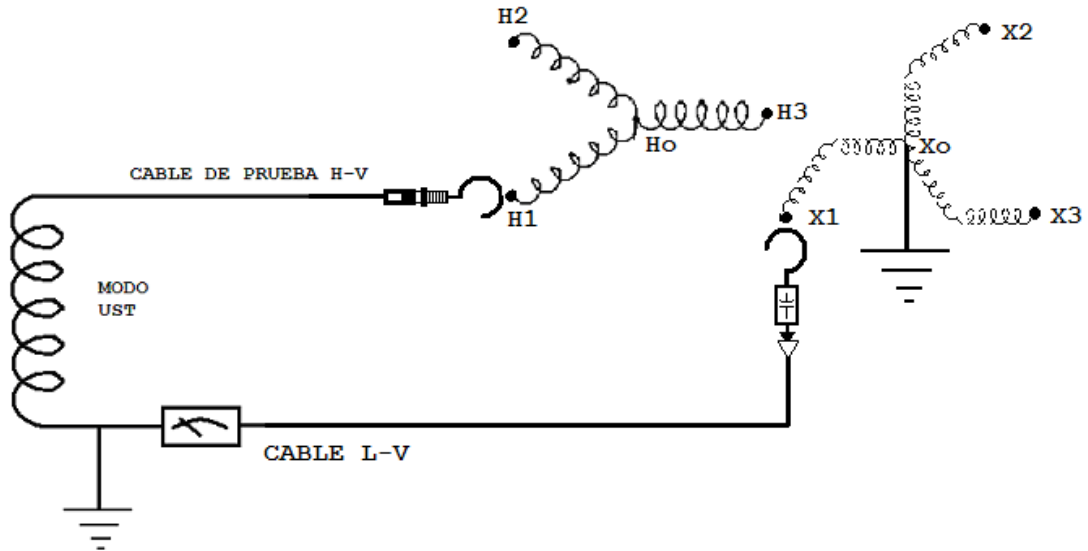
Prueba No.	Energizar	Aterrizar	Flotante	Cap. H-V	UST	Relación*
1	H1	H2, Xo	H3 X2, X3	X1	Cap. LV	H1 – Ho A X1 – Xo
2	H2	H3, Xo	H1 X1, X3	X2	Cap. LV	H2 – H3 A X2 – Xo
3	H3	H1, Xo	H2 X1, X2	X3	Cap. LV	H3 – H1 A X3 – Xo

*Las tres relaciones serán diferentes y no pueden ser comparadas con datos de placa. Pueden ser comparados solamente con relaciones de fábrica con una energización de una sola fase.

Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book. Págs. 4-4B.14*

Medición de relación para transformador trifásico Estrella-Zigzag

Figura 48. Esquema para prueba, H1 – Ho a X1 – Xo



Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book. Págs. 4-4B.15.*

Tabla LIII. Conexiones para prueba, H1 – Ho a X1 – Xo

Prueba No.	Energizar	Aterrizar	Flotante	Cap. H-V	UST	Relación*
1	H1	Ho,Xo	H2, H3 X2, X3	X1	Cap. LV	H1 – Ho A X1 – Xo
2	H2	Ho,Xo	H1, H3 X1, X3	X2	Cap. LV	H2 – H3 A X2 – Xo
3	H3	Ho,Xo	H1, oH2 X1, X2	X3	Cap. LV	H3 – Ho A X3 – Xo

* Las tres relaciones serán diferentes y no pueden ser comparadas con datos de placa. Pueden ser comparados solamente con relaciones de fábrica con una energización de una sola fase.

Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book. Págs. 4-4B.15.*

5.6.2.1.5 Prueba de boquillas (*Bushings*)

Es importante señalar, antes que todo, que en lo que se refiere a los procedimientos descritos a continuación, el aislamiento de tap-tierra es designado como C2, mientras que el aislamiento principal, entre el conductor del centro y el tap, es llamado C1.

Algo muy importante, cuando se realicen las pruebas con el equipo marca Doble en *bushings* equipados con taps de pruebas y taps de potencial, es que siempre se debe medir primero la condición del aislamiento tap-tierra.

Voltajes de prueba

Los voltajes recomendados para aplicar al aislamiento del tap son:

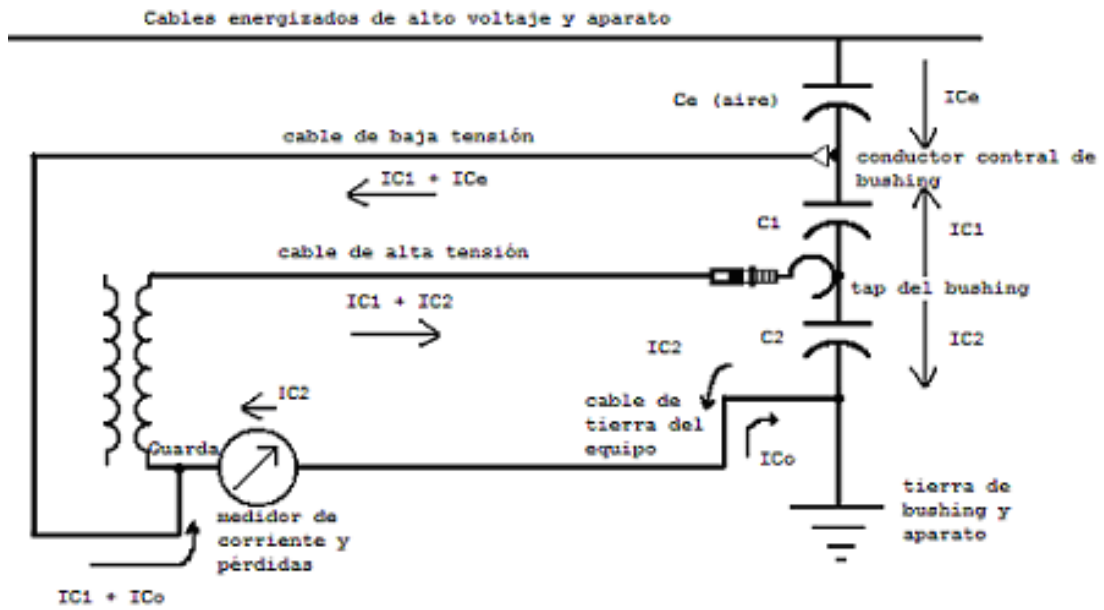
- Taps de pruebas: 500V (excepto para el *bushing* Ohio Brass Clase L, al cual no se le debe aplicar más de 250V).
- Taps de potencial: 2000V (un voltaje más alto, hasta 5000V, puede ser aplicado en instancias donde se conoce un voltaje de tap más alto).

Técnicas de pruebas de aislamiento en tap

Para realizar las pruebas, solamente de aislamiento, la técnica se muestra en la siguiente figura.

Modo de pruebas: GST – Guarda

**Figura 49. Modo estándar de prueba de aislamiento de tap
medición de solamente C2
(Conductor del centro del *bushing* a guarda)**

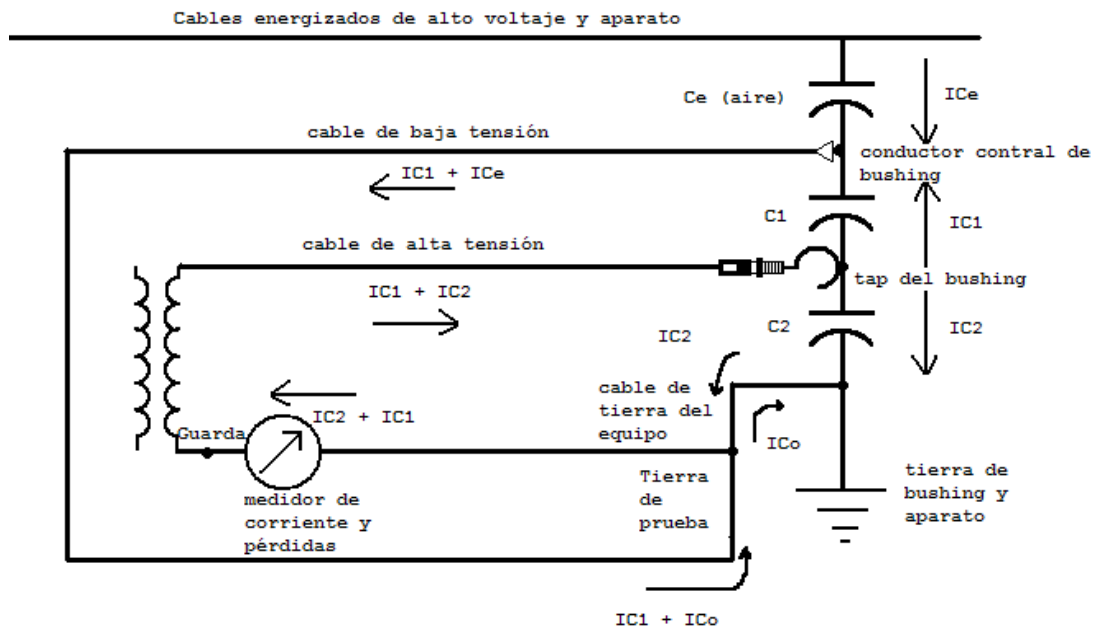


Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book.* Págs. 4-1.4.

Un método alternativo para revisar el aislamiento del tap se muestra a continuación.

Modo de pruebas: GST – Guarda

Figura 50. Método alternativo de prueba de asilamiento de tap, medición del paralelo de C1+ C2 (Conductor del centro del *bushing* a tierra)



Fuente: *Doble Engineering Company. General Reference Book.* Págs. 4-1.4.

La técnica ilustrada en la primera figura, es el método preferido dado que mide la condición del aislamiento del tap (c2) únicamente.

Para *bushings* que son probados usando la técnica alterna, los valores equivalentes de corriente y watts/miliwatts a 10kV o 2.5kV, son medidos y, a partir de estos valores, la corriente y pérdida, son obtenidas para la prueba de espécimen no aterrizado (UST), en C1 pueden ser restados para obtener solamente los valores de corriente y pérdida de C2.

Para *bushings* equipados con taps de potencial, la capacitancia C2 es usualmente mucho mayor que la capacitancia C1. De acuerdo con esto, aún cuando C2 es probado en paralelo con C1, usando el método de prueba alterno, la corriente y pérdida serán primeramente contribución de C2 solamente. Por ello, defectos en el aislamiento C2 de estos *bushings* serán obvios sin restar la corriente y pérdidas registradas para las mediciones UST de C1.

Para *bushings* que operan un dispositivo de potencial, la prueba inicial de tap es desarrollada con el cable del dispositivo de potencial desconectado entre el tap del *bushing* y el dispositivo de potencial. Dicho cable también es probado separadamente. Entonces, una prueba es desarrollada con el cable del dispositivo de potencial conectado al tap del *bushing*, pero aislado de la red del dispositivo. Esta tercera prueba es el punto de partida contra la cual se compararán pruebas de taps subsecuentes, dado que el cable del dispositivo de potencial no es desconectado del tap del *bushing* para pruebas de rutina. Si se obtienen resultados cuestionables en futuras pruebas, el cable del dispositivo de potencial es entonces aislado en el tap del *bushing*, y se hacen pruebas separadas, tanto en el *bushing* como en el cable.

Análisis del factor de potencia y capacitancia del aislamiento del tap

Las pruebas en C2 de los *bushings* son analizadas en base al porcentaje del factor de potencia y capacitancia (o la corriente total de carga).

Porcentaje del factor de potencia

Es de esperar que los aislamientos del tap tengan valores de factor de potencia de alrededor del 1% o menos. Esto es especialmente verdadero en el caso de taps de potencial.

Los *bushings* con taps de prueba tienden, en promedio, a tener un valor ligeramente mayor de factor de potencia de C2 que en *bushings* con taps de potencial. De hecho, algunos tienen un valor de factor de potencia excepcionalmente alto, por ejemplo, los *bushings* “Lapp Insulator Company” de tipo “PRC”.

El factor de potencia del aislamiento es comparado con valores de fábrica, si es que hay registrados en los datos de placa; sin embargo, la mayoría de *bushings* y transformadores de corriente no tienen datos de placa de los valores de factor de potencia de C2. El resultado de las pruebas iniciales y subsiguientes para *bushings* similares, deben ser comparados. Una vez que se ha establecido un valor como punto de partida de factor de potencia de C2 para cierto *bushing*, entonces se deben notar cambios significativos respecto a dicho punto y si otros *bushings* similares probados al mismo tiempo, exhiben cambios similares.

Los valores de factor de potencia de aislamientos de tap no son corregidos por temperatura. Sin embargo, no quiere decir que los valores no cambian con la temperatura. Por ejemplo, en el caso de *bushings* con tap de potencial, la capacitancia mayor del aislamiento del tap es drenada desde el núcleo. Para este tipo de *bushings* el factor de potencia del aislamiento del tap versus la característica de temperatura, puede ser posiblemente similar que la de C1.

Cuando una diferencia significativa del valor de factor de potencia se obtiene para pruebas hechas a un amplio rango de temperaturas, se deberían repetir las pruebas a temperaturas menores o mayores, según requiera el caso.

Generalmente, sin embargo, comparar los valores de factor de potencia de C2 con *bushings* similares en el mismo aparato, es suficiente para resolver cualquier duda. Debería ser preocupante el caso en que uno de varios *bushings* similares no tenga los mismos resultados de las pruebas.

Capacitancia

Para la prueba inicial de la capacitancia C2, debería ser comparado con datos de placa de fábrica, si las hay, y con la capacitancia obtenida para *bushings* similares probados al mismo tiempo. Los datos de placa tienen, por lo general, un rango de error del 2%.

En el caso de que se obtengan valores muy altos de capacitancia, hay que revisar los procedimientos de prueba; si la prueba de tap fue hecha con el conductor del centro aterrizado, entonces la capacitancia medida C2 será mayor que el valor de dato de placa por una cantidad aproximadamente igual al valor de C1.

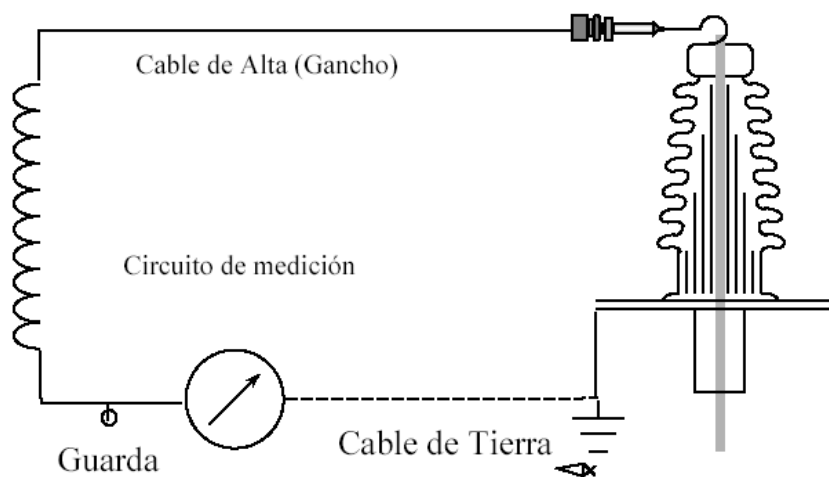
No es común que el valor de C2 se incremente; sin embargo, así como para cualquier aislamiento, un incremento en la capacitancia puede ser resultado de un corto circuito en una porción del aislamiento. Los cambios en los valores de capacitancia, por lo general, se producen con un decremento del mismo. Algunas posibles causas de la disminución de los valores de la capacitancia C2, son:

- Alta resistencia o circuito abierto entre el electrodo del tap y la capa *tapped*.
- Para taps de potencial, la ocurrencia de alta resistencia o circuito abierto entre la capa de aluminio aterrizada permanentemente y, el núcleo y el enchufe metálico del núcleo.
- Pérdida de enlace entre el enchufe metálico del núcleo y la brida de montaje.
- La Brida de montaje pierde el aterrizamiento.

Pruebas requeridas para chequear totalmente la integridad del aislamiento de bushings equipados con taps de pruebas o taps de potencial

- **Prueba general:** chequea el aislamiento general entre el conductor central y la tierra, incluyendo: el núcleo principal de aislamiento; llenador de líquido; cubierta de porcelana o epóxica; aislador más bajo; continuidad del circuito de aterrizamiento del *bushing*.

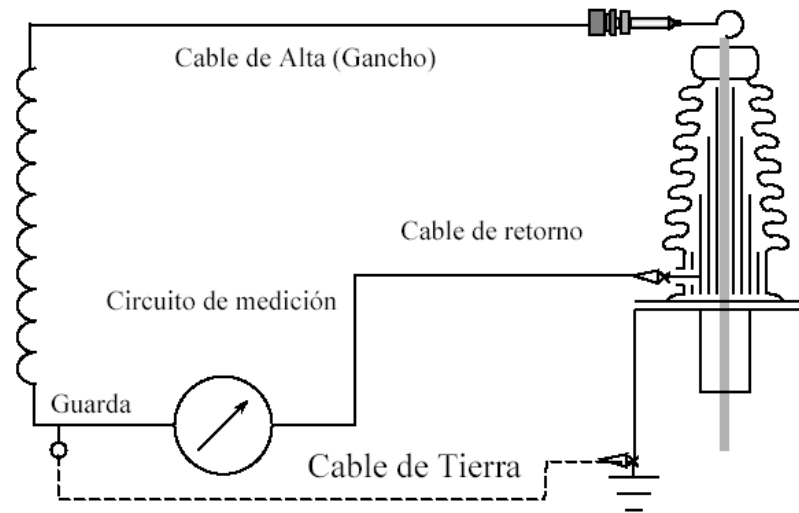
Figura 51. Prueba Overall o general para medir la C1 de un *bushing*



Fuente: *Doble Engineering Company. Doble Testing Protocol. Pág. 53*

- **Prueba de espécimen no aterrizado (UST) de C1:** chequea el aislamiento principal del núcleo capacitivo, incluyendo la conexión a la capa *tapped*. Aunque la cubierta de porcelana o epóxica no contribuye generalmente a las mediciones UST del aislamiento C1, si está demasiada contaminada puede influir en los resultados de las pruebas.

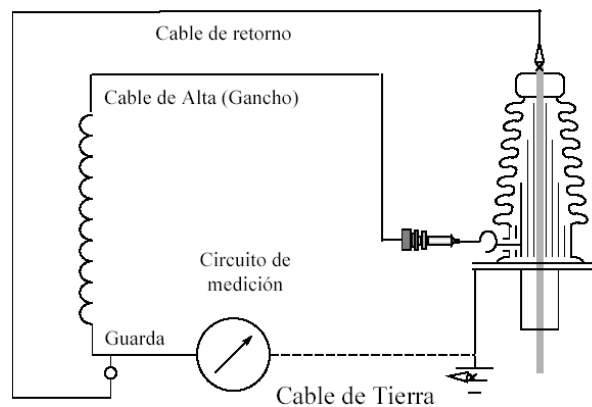
Figura 52. Prueba UST, C1



Fuente: *Doble Engineering Company. Doble Testing Protocol*, Pág. 54.

- **Prueba de aislamiento, C2:** chequea el aislamiento del núcleo principal entre la capa *tapped* y tierra; el fluido aislante o en compuesto en las proximidades de la capa *tapped*; y la integridad del circuito de aterrizamiento. Cabe decir que una cubierta contaminada podría afectar las mediciones. Si éste es el caso, repetir la prueba con un collar-guarda debajo del faldón de abajo.

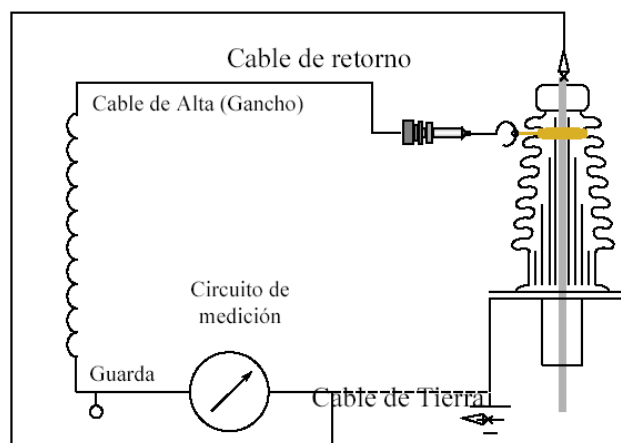
Figura 53. Prueba de aislamiento de tap, C2



Fuente: *Doble Engineering Company. Doble Testing Protocol*. Pág. 54.

- **Prueba simple de collar caliente:** Para esta prueba alrededor del faldón superior de un *bushing* llenado, se detectará la presencia de agua que ha entrado a través de la cima del *bushing* y se haya colado en el compuesto. Esta prueba también detecta un nivel bajo del compuesto (aceite, si es un *bushing* llenado de aceite).

Figura 54. Prueba de collar caliente



Fuente: *Doble Engineering Company. Doble Testing Protocol. Pág. 55.*

El fabricante del equipo de pruebas recomienda que para *bushings* con taps, se realicen las pruebas generales, UST y de C2. Para todos los *bushings* llenados de algún compuesto sin indicadores de nivel de líquido (o con indicadores defectuosos), se debe adicionar la prueba de collar caliente bajo en faldón superior.

Bushings en aparatos no pueden ser probados de forma conveniente, porque otras partes del aparato agregan corriente y pérdidas a tierra. Sin embargo, en algunos casos puede ser posible aislar las bridas de montaje de los *bushings* desde tierra para hacer mediciones del conductor a la brida, usando la técnica UST, desafortunadamente, esta prueba no es práctica y no se recomienda como una de rutina.

Para *bushings* en circuitos de interrupción, las pruebas de corriente y pérdidas, son incluidas. Ciertas situaciones requieren mediciones de aislamiento de tap, las cuales se enumeran a continuación:

- *Bushings* nuevos: como parte de un programa de aceptación, la prueba de aislamiento de tap complementa la general y la UST. Este trío de pruebas provee una revisión comprensiva de la integridad mecánica y eléctrica total. Para *bushings* llenados de algún compuesto o sin indicadores de nivel, también conviene hacer la prueba de collar caliente.
- *Bushings* con taps que proveen una fuente de voltaje para operar un dispositivo de potencial.
- *Bushings* que operan sin voltaje a través del aislamiento del tap, aún cuando el *bushing* no es usado en un dispositivo de potencial.
- *Bushings* tipo “LC” de la *General Electric Company*: problemas con este tipo de *bushings* han sido reportados desde 1961. Humedad puede ingresar en la cámara principal de estos *bushings* a través de los plugs deteriorados.
- Para determinar si alguna corriente o pérdida anormal para mediciones UST puedan resultar en una baja impedancia entre el tap y tierra.
- Cuando mediciones fluctuantes de watts/miliwatts para UST indican una posible pobre conexión a la capa conductora capacitiva.
- Como una herramienta de investigación, cuando otras pruebas, o evidencia visual, indican un posible problema.

Resumen y conclusiones

El aislamiento de tap en *bushings* es fácil de revisar para el factor de potencia y la capacitancia. Más aún, la prueba de aislamiento de tap (C2) puede revelar problemas que no son evidentes en las pruebas generales y UST en el aislamiento principal (C1).

Por esta razón, el fabricante recomienda que el aislamiento del tap siempre debe ser revisada cuando se realicen pruebas en *bushings* (y CT's) equipados con taps de prueba y potencial.

5.6.2.1.6 Prueba de resistencia ohmica de los devanados

Las pruebas de resistencia de los devanados de los transformadores, se realizan en el INDE con el equipo de medición SMG modelo UM3B. El sistema UM3B es un sistema diseñado especialmente para realizar medidas de baja resistencia sobre los bobinados de transformadores.

Preparativos antes de realizar la prueba

Para realizar las mediciones, en el equipo UM3B, se utiliza el método de 4 hilos inyectando una señal de corriente de hasta 20 Amperios. Estas corrientes pueden inducir altas tensiones en los equipos bajo ensayo si por cualquier causa se interrumpe la conexión con la unidad. Esto puede ocasionar un grave peligro al operador del equipo, si la manipulación del mismo se realiza de forma incorrecta. Por tanto, se considera imprescindible la formación técnica del operador encargado de la manipulación y mantenimiento del equipo.

Así mismo, todas las personas que realicen o asistan a una prueba, deben tomar las precauciones de seguridad necesarias para evitar cualquier contacto con las partes que se van a analizar o forman parte del sistema de medida, permaneciendo a distancia de los mismos, a menos que estas partes estén sin tensión y puestas a tierra.

Las medidas con el equipo UM3B son fuera de servicio. Por tanto, antes de comenzar el ensayo, se debe asegurar que el sistema no está bajo tensión o con carga.

Precauciones en la zona de instalación

Cuando se use el aparato de pruebas, se deberán seguir todos los procedimientos y normas de seguridad, habituales, propios de las máquinas de alta tensión.

Para la seguridad de los operadores del equipo o de cualquier otro trabajador en las inmediaciones, así como la integridad del propio sistema y que los resultados de las medidas sean válidos, deben tomarse una serie de precauciones en el lugar donde se va a realizar el ensayo. Éstas, pueden resumirse en:

- Comprobar que el entorno es apropiado (sin lluvia o tormenta) y que esté dentro de los márgenes de temperatura / humedad especificados para la operación.
- Comprobar que la tensión de alimentación del sistema se encuentra dentro de los límites de operación especificados y que dispone de toma de tierra.
- Comprobar que el equipo que va a ser ensayado no tiene tensión.
- Colocar la unidad de medida y el ordenador de control en las proximidades del equipo bajo ensayo, como se indica en la siguiente figura. No se debe obstruir la entrada de ventilación de la unidad.
- Aislar la zona bajo ensayo mediante los elementos mecánicos de seguridad precisos homologados por los departamentos de seguridad de la empresa, como puedan ser conos, vallas, cintas de seguridad con distintivos colores colocadas a la altura de la cintura, etc.

Conexión del equipo

Para la realización de un ensayo, se debe situar la unidad de medida y el ordenador de control en las proximidades del equipo a analizar. A fin de poner en marcha el equipo, basta con seguir, en este orden, las siguientes instrucciones:

- **Conexión de la PC a la UM3B:** se realiza por medio del cable plano proporcionado, teniendo en cuenta la muesca del conector en ambos lados.
- **Verificación de seguridad:** se verificará que el equipo bajo ensayo esté debidamente aislado de las líneas de conexión externas y completamente descargado.
- **Conexión de la manguera de cables a la UM3B:** los cables se conectarán en primer lugar a la unidad y a continuación se dejarán las pinzas en las proximidades del equipo bajo ensayo, para luego conectarlas en la secuencia que el software vaya indicando.
- **Conexión del equipo UM3B a la red eléctrica:** se desconectará llevando el cable de alimentación desde (4) a una toma de red. Se debe comprobar que la tensión esté dentro de los límites de operación y que la toma dispone de conexión a tierra.
- **Conexión de la alimentación de la PC:** el cable de alimentación de la PC se lleva a una toma de red. Se comprobará que la tensión está dentro de los márgenes de operación de la PC.

Una vez realizadas las conexiones entre las distintas partes del equipo, se encenderá la PC y se ejecutará el software de control. A continuación se siguen las instrucciones de la pantalla. La unidad UM3B no debe encenderse hasta que el software lo requiera.

Según lo vaya pidiendo el programa, se realizarán las manipulaciones necesarias sobre las mangueras de cables que se dirigen hacia el equipo bajo prueba. Se debe tener especial cuidado en conectar cada una de las mangueras (según sus colores) a las fases que se indiquen desde el programa. Además, en el terminal accesible del transformador, los bornes de tensión deben quedar siempre por debajo de los bornes de corriente para evitar la influencia de las resistencias de contacto en la medida.

Las fijaciones se harán con rigidez y seguridad, a fin de minimizar la resistencia de contacto de las pinzas con los bornes de conexión del equipo a probar. Así mismo, las zonas donde se conecten las pinzas de corriente y tensión (zonas de contacto), deben estar libres de polvo, óxido, etc. Procediéndose al lijado de dichas zonas, si fuera necesario.

Durante la prueba, nunca se debe tocar ni quitar las pinzas, debido a que la altísima corriente que circula puede provocar un gran pico y producir serios daños al operador y al equipo.

Desconexión del equipo

La manipulación del cableado, debe hacerse con sumo cuidado, pues se está trabajando con grandes corrientes sobre elevadas inductancias, pudiendo aparecer transitorios de alta tensión. Por tanto, se tendrán en cuenta las medidas habituales de seguridad en instalaciones de alta tensión.

Tras la realización de la prueba en cada devanado, el propio equipo procederá a su desmagnetización. Por tanto, la unidad UM3B se apagará cuando el software de control lo indique, tras finalizar las medidas.

En transformadores de más de 20MVA, la descarga puede durar varios minutos. Por tanto, es una buena práctica de seguridad, utilizar guantes de goma al manipular las pinzas de conexión.

Una vez que el programa lo solicite, se procederá a desconectar la unidad UM3B siguiendo estos pasos:

- Apagar la unidad UM3B.
- Retirar las pinzas del equipo bajo ensayo.
- Retirar la manguera de la UM3B.

Análisis de resultados

Así como para las demás pruebas, los valores obtenidos en la prueba de resistencia de devanados, debe compararse con datos de placa del equipo y si no cuenta con dichos valores, se deben hacer comparaciones con otros equipos de similares características, con registros de mediciones hechas en el pasado al equipo, o en el caso de transformadores trifásicos, con los demás devanados para verificar cualquier anomalía.

A diferencia de las pruebas que se han descrito hasta ahora, la de resistencia ohmica de los devanados, es una sencilla y que permite conocer rápidamente las condiciones de cierto devanado, aunque cabe mencionar, que en ningún momento podrá dar algún indicio de corto circuito entre espiras del devanado a menos que sea demasiado grande u ocurra dentro de muchas vueltas. Por este motivo, la prueba de resistencia ohmica de los devanados no se recomienda como una única prueba, y aún en el caso del INDE, ésta es realizada con poca frecuencia, ya que con pruebas tales como de corriente de excitación o de factor de potencia, es posible determinar de mejor forma las condiciones del devanado e inclusive otras características, como los aislamientos.

5.6.2.1.7 Prueba de factor de potencia del aceite dieléctrico

Con el objetivo de realizar las pruebas del aceite aislante con el equipo Doble que utiliza el INDE para la realización de estas pruebas, una celda especial es incluida con los accesorios para pruebas la cual es esencialmente un capacitor que utiliza el líquido aislante como dieléctrico. Además de la celda se cuenta con un contenedor plástico donde puede llevarse la celda y aislarla de tierra durante las pruebas.

Obviamente, la celda debe ser limpiada cada vez que una muestra diferente es probada. Si la celda está sucia o será usada para probar un tipo de líquido diferente, debiese ser lavada a presión con algún solvente o desengrasante adecuado. A continuación de esto, la celda debe ser bien secada. No se recomienda secarla con algún trapo, sino que se seque por si sola o al sol, ya que pueden quedar partículas o fibras de tela, las cuales pueden afectar los resultados de las pruebas.

Cuando se va a realizar una prueba de aceite, es necesario tener cuidado para obtener una muestra representativa. Se debe dejar que suficiente líquido salga de la válvula de toma de muestra antes de recoger el aceite en la celda, con el fin de evitar que la humedad que se haya acumulado en la válvula, no ingrese como parte de la muestra.

La celda debe llenarse hasta $\frac{3}{4}$ de una pulgada sobre el tope del cilindro dentro de la celda; cuando la cubierta es reemplazada, el cilindro o campana de la cubierta debe quedar revestida con el líquido. Si hay una cantidad insuficiente de líquido en la celda, puede producirse una chispa sobre el nivel del líquido.

La celda debe ser colocada en el contenedor plástico o sobre algún material aislante en una base nivelada. La cubierta debe ser colocada apropiadamente. Burbujas de aire, agua y otros materiales ajenos son causa de malfuncionamiento de la celda. Si una muestra se deja por un corto tiempo, antes de que se haga la prueba, el aire atrapado tendrá oportunidad de salir y las partículas extrañas se depositarán en el fondo. También, cualquier burbuja de aire atrapada en el líquido puede ser liberada a través de los agujeros en el cilindro interior o campana de la cubierta, girando lentamente la cubierta, mientras es colocada en la base donde se ubicará.

Procedimiento de la prueba

Las conexiones para la prueba se realizan de la siguiente forma:

- La terminal de alto voltaje tiene que ser conectada al mango de la cubierta de la celda, para ello se utiliza un cable clip corto, de esta manera se pueden reducir pérdidas de corriente.
- El anillo de guarda debe ser conectado al anillo de guarda de la cubierta de la celda, usando un clip apropiado.
- El cilindro externo debe ser aislado de tierra y conectado al circuito UST.
- Debe mantenerse libertad de varias pulgadas entre el cable de alta tensión y el anillo de guarda de la celda, para que no pueda ocurrir una descarga entre las partes.
- El voltaje de prueba debe ser aumentado gradualmente a 10kV.
- Ya que el espaciado entre los platos de la celda es de alrededor de 3/16 de pulgada, la muestra no debe romperse con este voltaje a menos que se halle en una condición muy pobre.
- Las lecturas de corriente y watts deben ser tomadas, y el factor de potencia se calcula de forma normal.
- Inmediatamente después de la prueba, se debe tomar la temperatura cuando la muestra aún está en la celda.
- El factor de potencia debe ser corregido a 20°C, usando las instrucciones y tablas multiplicadoras de corrección de factor de potencia incluidas en el manual del equipo de pruebas.
- Cuando se ingresan los datos a la computadora, el software se encarga de hacer estas correcciones, cuando se le ingresan los datos de las condiciones ambientales en la prueba.

Cuando se tenga que transportar la celda, debe ser empacada cuidadosamente para prevenir daños. El estuche provisto para ello, debe ser siempre utilizado para este propósito.

Análisis de resultados - Aceite

Un buen aceite nuevo tiene un factor de potencia de 0.05% o menos a 20°C. Un factor de potencia mayor indica deterioro y/o contaminación con humedad, materiales tales como carbón u otros conductores, con barniz, Glyptal, jabones sódicos, compuestos de asfalto o productos corrosivos.

El carbón o el asfalto en el aceite pueden producir decoloración. El carbón en el aceite no necesariamente incrementa el factor de potencia, a menos que haya humedad presente. Se sugiere que lo siguiente sirva como una guía para pruebas de factor de potencia en aceites:

- Los aceites usados con un factor de potencia de menos de 0.5% a 20°C, se consideran como buenos para servicio continuo.
- El aceite con un factor de potencia mayor a 0.5% a 20°C, debe ser considerado como de condición dudosa, y al menos se debería hacer algún tipo de investigación.
- El aceite con un factor de potencia mayor a 1% a 20°C, debería ser investigado y se tiene que reacondicionar o reemplazar.

Análisis de resultados – askarel

Un buen nuevo askarel tiene un factor de potencia de 0.05% o menos a 20°C. Un factor de potencia mayor indica deterioro y/o contaminación con humedad, materiales tales como carbón u otros conductores, con barniz, Glyptal, jabones sódicos, compuestos de asfalto o productos corrosivos. Se sugiere que lo siguiente sirva como una guía para pruebas de factor de potencia en askarel:

- Los askareles usados con un factor de potencia de menos de 0.5% a 20°C, se consideran como buenos para servicio continuo.
- El askarel con un factor de potencia mayor a 0.5% a 20°C, debe ser considerado como de condición dudosa, y al menos se debería hacer algún tipo de investigación.
- El askarel con un factor de potencia mayor a 2% a 20°C, debería ser investigado y se tiene que reacondicionar o reemplazar. Si el factor de potencia alto es causado por agua o algún otro material conductor, clorhídricos libres o un alto número de neutralización, el askarel puede estar operando de manera peligrosa. Si el alto factor de potencia no se debe a estas causas, es probable que no esté operando de manera peligrosa, excepto si se calienta demasiado el dispositivo en el cual se está usando. Se debe tener cuidado con que el alto factor de potencia, no se debe a materiales disueltos en las arandelas o aislamiento necesario para una operación segura del dispositivo lleno con askarel. Un alto factor de potencia debido a la contaminación del askarel, puede ocultar otros defectos en dispositivos llenados con askarel.

Nota: el askarel es considerado peligroso para el medio ambiente, y debe ser depositado de acuerdo con regulaciones del gobierno.

Otros líquidos aislantes

Las pruebas anteriores y sus comentarios pueden aplicar, particularmente del aceite, para otros fluidos de silicio o hidro-carbón que se usan en eléctrico, y cuyos factores de potencia son comparables o menores que los del aceite cuando se encuentra nuevo.

5.6.2.2 Limpieza y lubricación

5.6.2.2.1 Limpieza general

Mantener limpias todas las partes del transformador, tales como mecanismo de operación, aisladores, sistema de gas o aceite, panel de relevadores. Esto es muy importante para lograr un mayor aislamiento en los componentes.

5.6.2.2.2 Lubricación

Las partes móviles del transformador deben ser lubricadas sólo cuando se requiera y con la grasa especificada por el fabricante.

5.6.2.2.3 Limpieza de los aisladores de *bushings*

Los aisladores de las boquillas de los transformadores deben ser limpiados con agua, jabón y una franela limpia, para extraer cualquier partícula como polvo, humo y principalmente, cualquier partícula metálica o conductora, que puede provocar una disminución del aislamiento.

Es importante recalcar que en la limpieza no debe usarse ninguna sustancia que contenga alcohol y por ningún motivo, debe limpiarse el aislamiento con la misma franela con la que se limpió cualquier componente de metal o aluminio.

5.6.2.2.4 Limpieza del mecanismo y tanque

- Limpiar todos los componentes internos.
- Remover todo rastro de carbón con franela limpia, atendiendo particularmente a las partes aisladas.

- Lavar el mecanismo con aceite nuevo para transformador; nunca utilizar soluciones volátiles, detergentes o agua como limpiadores.
- Lavar el tanque con aceite limpio y extraer todo el carbón residual.
- Revisar si el forro del tanque está blando o esponjoso. Esto se ve particularmente en la parte inferior del tanque, y es una indicación de que el aceite ha absorbido humedad. Otro indicador de humedad es que las partes metálicas estén salpicadas u oxidadas.
- De hallarse forros húmedos, deben sustituirse por nuevos, asegurándose siempre que éstos sean de igual tamaño que los originales.

5.6.2.2.5 Cambiador de tap

Debe realizar todas las conexiones del cambiador de tap para verificar su buen funcionamiento. Asegurarse que los contactos móviles estén bien sujetos y apretados en su brazo. El mecanismo de cambiador de tap tiene una vida útil mecánica mínima de un millón de operaciones.

No operar el mecanismo mecánicamente, ya que esto puede provocar una pérdida de sincronismo entre la posición de los contactos y el indicador.

El cambiador de tap debe ser inspeccionado cada cien mil operaciones o cada cinco años, según la condición que se cumpla primero. Revisar que no exista arqueado entre partes energizadas y tierra.

5.6.2.3 Frecuencia de mantenimiento

La inspección del líquido aislante, por medio del retiro de una muestra, se debe realizar por lo menos cada año, con las siguientes pruebas:

- Rigidez dieléctrica
- Acidez
- Tensión Interfacial
- Color
- Factor de potencia
- Cromatografía de gases disueltos en el aceite
- Termografía

Debe hacerse una inspección en el líquido aislante, mediante la retirada de unas muestras, los valores deben ser comparados con los obtenidos el año anterior para el mismo transformador, en las mismas condiciones de prueba. Esta muestra debe tomarse en los meses de verano, es decir, entre marzo y abril.

Las pruebas eléctricas al transformador también se deben realizar preferiblemente cada año, durante esos meses e incluir las siguientes pruebas:

- Medición del aislamiento.
- Prueba de relación de vueltas.
- Medición de la red de tierras.
- Actuación del relevador de sobre presión.
- Actuación del relevador Buchholz.
- Alarma de alta temperatura.
- Calibración de medidores de temperatura.

La siguiente tabla muestra una lista de puntos de chequeo o pruebas y el tiempo de frecuencia de inspección general de un interruptor.

Tabla LIV. Frecuencia de mantenimientos de transformadores

Mantenimiento	Bimensual	Anual	Cada 5 años	Cada 10 años
Limpieza de <i>bushings</i>	C			
Medición de presión de aceite	C			
Humedad en el aceite		C		
Supervisión de <i>bushings</i> y componentes		C		
Pruebas de aceite dieléctrico		C		
Pruebas dieléctricas		C		
Lubricación de mecanismos		C		
Mantenimiento mayor				R

C: Chequear, significa hacer el mantenimiento descrito o simplemente verificar el estado de los componentes que se mencionan.

R: Reemplazar, significa sustituir contactos fijos, móviles, componentes mecánicos, cuando el interruptor haya alcanzado el número de operaciones permisibles.

Fuente: *Doble Engineering Company. Installation/maintenance Instruccions Transformers. Págs. 3-7.*

Cuando en inspecciones se identifica un problema o un riesgo, es normal programar la reparación o sustitución de algunas partes del transformador de potencia, por tanto, la sustitución de algunas piezas o ciertos mantenimientos que se mencionan pueden hacerse en el momento que se identifica la necesidad.

- Llenado de nitrógeno (si es de este tipo)
- Cambio de sílica
- Filtrado de aceite
- Cambio de aceite
- Cambio de conectores
- Cambio de puentes
- Pintura, etc.

Durante la desconexión del transformador para realizar las pruebas de mantenimiento predictivo, deben efectuarse todas las reparaciones posibles detectadas en las inspecciones anteriores, como por ejemplo:

- Dispositivo purificador y deshidratador de aire.
- Nivel de presión de nitrógeno (si es de este tipo).
- Sistema de ventilación, funcionamiento de los motores, ruidos, vibraciones, calentamiento.
- Cableado de señales, bloques terminales y re-apriete de vibraciones, contactores que deben cerrar firmemente sin ruidos o vibraciones excesivas.
- Debe hacerse un retoque de pintura en los puntos del transformador que sean necesarios.
- Reparación de conectores sobrecalentados, re-apriete y lubricación.

5.6.3 Mantenimiento correctivo de transformadores de potencia

5.6.3.1 Métodos de secado

El objetivo de secar un transformador es eliminar del embobinado y del núcleo la humedad y los gases que hayan podido quedar dentro de los mismos, y de esa manera, dejarlos dentro de los límites aceptables para la operación del transformador.

Para eliminar el agua presente en los aislamientos, es necesario transformarla en vapor y expulsarla a la atmósfera, lo cual se puede lograr con calor, aumentando la temperatura hasta el punto de ebullición del agua, o disminuir la presión atmosférica hasta el punto de lograr la ebullición a temperatura ambiente.

El vacío se aplica con 2 propósitos principales:

- Expandir y extraer el gas contenido de un espacio cerrado, que ayuda a la expulsión de la humedad.
- Reducir el punto de ebullición del agua contenida en forma de humedad dentro de los aislamientos, con lo cual se acelera la evaporación, la cual se extrae con la bomba de vacío.

5.6.3.1.1 Requerimientos de vacío de los transformadores de potencia

Los niveles máximos permisibles de humedad en transformadores son:

- Para transformadores de 69kV y menores, se debe alcanzar una humedad residual de 0.5%
- Para transformadores de 115kV a 161kV, se debe alcanzar una humedad residual de 0.4%.
- Para transformadores de nivel de tensión de 230kV a 400kV, se debe alcanzar una humedad residual de 0.3%.

5.6.3.1.2 Procedimientos para el secado con alto vacío continuo

Con este método se sujeta el interior del transformador a muy alto vacío a temperatura ambiente durante largos períodos de tiempo, por medio de bombas de vacío, tipo rotatorio de un solo paso selladas con aceite, capaces de alcanzar vacío de 0.05mm Hg y en algunos casos, complementar esta bomba con un soplador (*Booster*) en serie con las mismas para lograr hasta 0.001mm Hg. Dichos valores se logran a brida ciega.

El procedimiento para el secado es el siguiente:

- Desconectar y dejar fuera de servicio el transformador que se va a secar.
- Extraer el aceite por completo e inyectar nitrógeno seco.
- Medir la humedad residual (procedimiento explicado posteriormente).
- Verificar fugas aumentando la presión del nitrógeno hasta 10 Lb/In²
- Instalar la bomba de vacío y conectarla al tanque del transformador en su parte superior, ya sea en el registro-hombre o en el tubo de alivio, la tubería de conexión especial para alto vacío deberá ser de un diámetro de 2 a 4 pulgadas, dependiendo de la capacidad de la bomba, la longitud deberá ser la más corta posible.
- Entre la bomba de vacío y el tanque de transformador, instalar, en cuanto sea posible, una trampa de hielo seco para captar la humedad extraída por la bomba.
- Expulsar el nitrógeno del tanque hasta tener una presión manométrica de aproximadamente cero.
- Poner en servicio la bomba de vacío y dejarla operando continuamente hasta alcanzar el vacío correspondiente a la humedad residual máxima requerida.
- Cerrar la válvula principal de vacío y parar la bomba; realizar abatimiento de vacío para detectar fugas en el tanque, al obtenerse una tendencia lineal pronunciada en la pérdida de vacío.
- En caso de haber fugas, es necesario localizarlas y corregirlas si éstas son grandes y no pueden ser compensadas con la capacidad de la bomba.
- Continuar con el proceso, vigilando el avance en el alto vacío y por otro lado, la colección de agua en la trampa, cuando se esté utilizando; y de acuerdo con estos parámetros, determinar tentativamente el punto en que se alcance el grado de secado esperado.
- Parar el proceso y determinar la humedad residual alcanzada. Si se ha obtenido el grado especificado, se da por terminado el proceso de secado.

5.6.3.1.3 Método de termovacío

Este método tiene por objeto acelerar la ebullición, expansión y extracción del agua en forma de vapor, obteniéndose secados de transformadores en muy corto tiempo.

El vacío se logra de la misma forma que el anterior método y el calor es proporcionado por aceite previamente calentado por circulación a través de un grupo de resistencias, y a su vez circulado dentro del tanque del transformador por un rociador (regadera o boquillas) bañando los devanados.

Los procedimientos pueden tener dos variantes, dependiendo del equipo disponible en el sitio que se realizan, de la siguiente manera:

5.6.3.1.4 Método continuo con alto vacío y calor aplicado

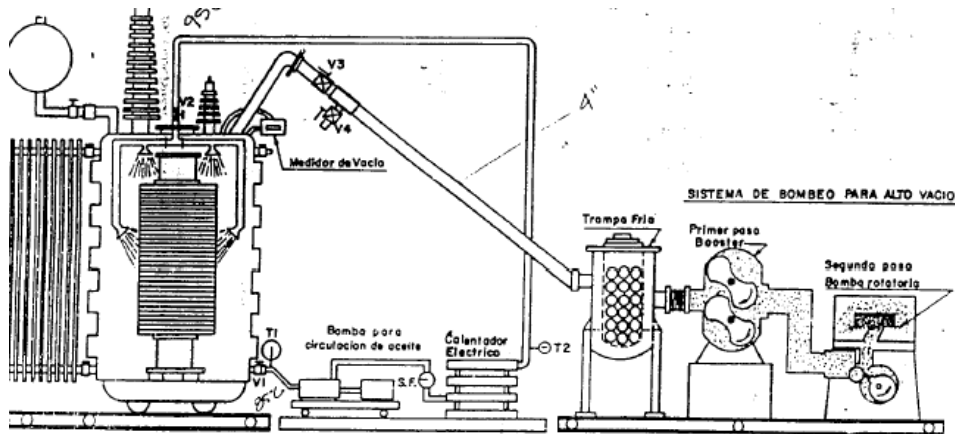
- Desconectar y dejar fuera de servicio el transformador que se va a secar.
- Extraer el aceite aislante e inyectar el nitrógeno seco.
- Medir la humedad residual.
- Instalar dentro del transformador el sistema de regaderas o boquillas; antes de efectuar este trabajo, se debe expulsar el nitrógeno, por lo que se deberán tomar las medidas de seguridad necesarias.
- Instalar la bomba de vacío, conectada al tanque del transformador en su parte superior, ya sea en el registro hombre o en el tubo de alivio; la tubería de conexión especial para alto vacío deberá ser de un diámetro de 2" a 4".
- Instalar entre la bomba de vacío y el tanque del transformador, en cuanto sea posible, una trampa de hielo seco para captar la humedad extraída por la bomba.

- Verificación de fugas, aumentando la presión del nitrógeno hasta 10Lb/In² y localizándolas con espuma de jabón (incluyendo el sistema de aceite).
- Poner en servicio la bomba de vacío y dejarla en operación continuamente, hasta alcanzar un vacío correspondiente a la humedad residual requerida.
- Cerrar la válvula principal y parar la bomba, realizar abatimiento de vacío para detectar fugas en el tanque, al obtenerse una tendencia lineal pronunciada en la pérdida de vacío.
- En caso de haber fugas, es necesario que se localicen y puedan corregirse si éstas son grandes y que no puedan ser compensadas con la capacidad de la bomba.
- Introducir aceite al transformador en una cantidad que se encuentre entre el 10 y 20% del volumen de aceite total, procurando que el nivel se mantenga a la altura de la parte inferior de las bobinas y que tenga como mínimo una altura de un metro.

Nota: El aceite empleado en el proceso, será exclusivamente usado para esto y nunca se utilizará como aislante en condiciones normales de operación.

- Poner en servicio el sistema o circuito de aceite, circulando hasta alcanzar una temperatura máxima estabilizada de 90°C en el aceite.
- Poner en servicio la bomba de vacío y continuar con el proceso, vigilando el avance en el alto vacío y por otro lado, la colección de agua en la trampa, cuando se use, y de acuerdo con estos parámetros determinar tentativamente el punto en que se alcance el grado de secado esperado.

Figura 55. Proceso de secado con alto vacío



Fuente: Comisión Federal de Electricidad. **Operación y Mantenimiento de transformadores de potencia.** México. Págs. 7-189.

5.6.3.1.5 Método cíclico con alto vacío y calor aplicado

Se realiza cuando no se dispone de una bomba de aceite para recircularlo en condiciones de alto vacío dentro del transformador. Los procedimientos se realizan efectuando ciclos alternados de calentamiento y vacío, los que se describen a continuación:

- Suspender la circulación del aceite, parando la bomba y cerrando válvulas de entrada y salida del aceite en el tanque del transformador, cuando la temperatura que se alcance en los devanados sea como mínimo de 70°C.
- Proceder a poner en servicio la bomba de vacío y mantenerla operando hasta que la temperatura en los devanados descienda a 30°C.
- Romper vacío con nitrógeno o aire seco y volver a iniciar un ciclo de calentamiento con circulación de aceite caliente, hasta alcanzar nuevamente un mínimo de 70°C en los devanados.
- Se repite la operación.

- Se continúa con los ciclos necesarios hasta que los parámetros de medición de abatimiento de vacío al final de cada ciclo, y el control de agua extraída en la trampa de hielo seco, indiquen que se ha alcanzado el grado de secado especificado.
- Parar el proceso y determinar la humedad residual alcanzada de acuerdo con el procedimiento. Si se ha logrado el grado especificado, se da por terminado el proceso de secado.

5.6.3.2 Reacondicionamiento del aceite con tierra Fuller

5.6.3.2.1 Consideraciones previas al proceso

- Ubicar el lugar adecuado para la instalación de su equipo de filtración, equipo de prueba y materiales.
- Determinar la fuente de alimentación eléctrica, considerando la carga del equipo de filtración y prueba.
- Verificar que el equipo para el tratamiento se encuentra completo, mismo que consiste en:
 - Bomba de alto vacío, cámara desgasificadora y filtros Hilco (Stokes).
 - Filtro prensa.
 - Filtro tierra Fuller.
 - Horno de secado para tierra Fuller.
 - Horno de secado para papel filtro.
 - Prensa tipo tornillo.
 - Agitador para mezclas.
- Considerar para las pruebas dieléctricas el equipo siguiente:
 - Factor de potencia con su celda de prueba.
 - Probador de resistencia de aislamiento con su copa de resistividad.

- Preparar para su uso en cantidades aproximadas, los materiales que a continuación se enumeran:
 - De 10 a 15 sacos de tierra Fuller.
 - Dos sacos de celite (Filter Cel).
 - Mil hojas de papel filtro.
 - Dos recipientes de vidrio para obtener muestras.
 - 600 litros de aceite aislante en buenas condiciones
 - Veinte litros de aceite lubricante para la bomba de vacío preferentemente del tipo Heavy Duty o Vac Oil.
- Considere las conexiones y mangueras necesarias para el acoplamiento entre el equipo de filtración y el transformador.

5.6.3.2.2 Secuencia de arranque del proceso

- Preparar los hornos e iniciar el secado del papel filtro y tierra Fuller.
- Verificar que la rotación de los motores sea la correcta.
- Solicitar la libranza del equipo correspondiente.
- Efectuar las conexiones de flujo de aceite.
- Colocar papel filtro en los marcos de la prensa y hacer que succione 50 litros de aceite, mismos que se depositarán en el agitador de mezclas. Agregar 600 gramos de celite (tierra diatomácea) y agitar hasta obtener una mezcla homogénea.
- Antes de formar la precapa, arrancar la bomba de vacío y esperar a que el reforzador funcione para arrancar la bomba de entrada y abra la válvula correspondiente, con lo que está listo para arrancar la bomba del filtro prensa y formar su precava.

- Después de formar la precava, succionar el aceite hasta llenar mangueras y establecer un nivel adecuado (3/4 de la mirilla) en la cámara de alto vacío con el objeto de no perder nivel en el aceite del transformador al iniciar el proceso.
- En caso de que el nivel del transformador se encuentre bajo, abrir la válvula superior de su tanque y abrir la válvula de descarga de la bomba de vacío, arrancar la bomba de descarga hasta reponer el nivel, si el transformador no cuenta con tanque conservador, verificar que la válvula de venteo se encuentre abierta; así mismo, si el transformador se encuentra sellado con nitrógeno en su tanque conservador, deberá quedar sin presión durante el tiempo que dure el mantenimiento.
- Una vez que el nivel del aceite en el transformador es el adecuado, drenar un poco de aceite de la parte inferior del tanque y obtener una muestra para conocer los valores iniciales, tanto químicos como dieléctricos, conectando posteriormente su manguera de succión del filtro prensa en la parte inferior del tanque.

5.6.3.2.3 Desarrollo del proceso

- Para el inicio del proceso, se deben efectuar los siguientes pasos:
 - Arrancar la bomba de succión del sistema de vacío.
 - Abrir la válvula de entrada de la cámara de vacío.
 - Arrancar la bomba del filtro prensa.
 - Abrir la válvula de salida del transformador.
 - Abrir la válvula de descarga del sistema de vacío.
 - Arrancar la bomba de descarga del sistema de vacío.
 - Observar que el nivel de la cámara permanezca en la posición inicial, es decir, ¾ de la mirilla. Si el nivel baja, regular con la válvula a la salida de la cámara de vacío.

- Anotar la hora del arranque y los valores de las pruebas eléctricas efectuadas en la muestra inicial.
- Una vez que el aceite usado para reponer el nivel que se encontraba en la cámara haya pasado al transformador, obtener muestras para comparar los valores de las pruebas eléctricas para determinar el momento de cambio de material filtrante.
- Cuando observe en los cambios de precava que está saturada con sólidos y subproductos de oxidación del aceite, intercalar en el sistema de flujo los depósitos de tierra Fuller entre el transformador y el filtro prensa.
- Al finalizar el proceso, efectuar los siguientes pasos para el paro del equipo:
 - Cerrar la válvula de salida del transformador.
 - Parar la bomba del filtro prensa.
 - Cerrar la válvula de la bomba de entrada al sistema de vacío.
 - Parar la bomba de entrada del sistema de vacío.
 - Parar la bomba de descarga del sistema de vacío, si es que el nivel de aceite del transformador es correcto.
 - Cerrar la válvula de descarga del sistema de vacío.
 - Cerrar la válvula de venteo del transformador.
 - Cerrar la válvula de entrada al transformador.
 - Parar la bomba de vacío.
 - Regular la temperatura de los hornos para que no se dañe el papel por alta temperatura.
 - Entregar su libranza.

5.6.3.2.4 Adición de antioxidante y pasivador

Una vez concluido el proceso de filtración y que los resultados de las pruebas eléctricas y los análisis químicos sean aceptables, se debe proceder a la adición de antioxidante y el pasivador de la siguiente forma:

Adición del antioxidante:

- Retirar del sistema de filtración los depósitos de tierra fuller.
- Mientras se recircula el aceite a través del filtro prensa y el sistema de vacío, usar la manguera de recolección de aceite de los marcos para succionarse aditivo, dosificándole al aceite.
- Una vez succionado todo el aceite deje operando el sistema durante una o dos horas para evitar que el aditivo se deposite en el sistema.

Adición del pasivador

- Retirar del sistema de filtración el filtro prensa, dejando únicamente el equipo de vacío recirculado el aceite del transformador.
- Después que se ha succionado todo el aditivo. continúe recirculando el aceite durante una o dos horas para homogeneizar los aditivos.
- Parar la bomba de succión del sistema de vacío y una vez que el nivel del aceite en el transformador sea el adecuado, parar la bomba de descarga y cerrar todas las válvulas.
- Se deja reposar el aceite del transformador por uno o dos días para posteriormente efectuarle pruebas eléctricas al aceite. Estas pruebas deberán compararse con las anteriores al mantenimiento, para conocer el resultado y la ventaja obtenidos.

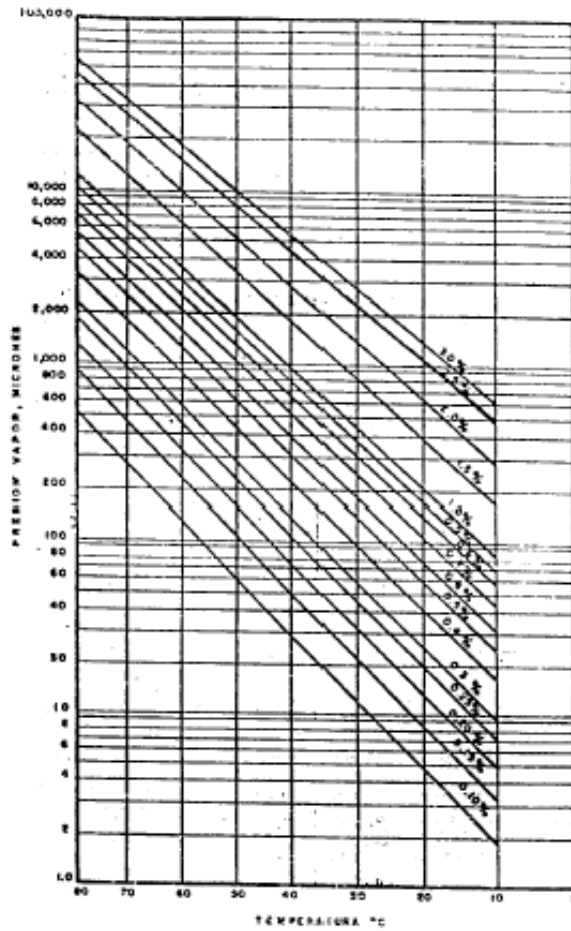
5.6.3.3 Medición de la humedad residual

El proceso mide la cantidad de agua expresada en porcentaje del peso total de los aislamientos sólidos.

El procedimiento para la medición es el siguiente:

- Al terminar el armado del transformador, ya debidamente sellado y comunicados el tanque conservador y los radiadores, extraer todo el aceite y hacer una prueba de presión positiva con nitrógeno a 10Lb/In^2 durante 24 horas.
- Si no hay problemas de fugas, se deja a presión atmosférica.
- Conectar el equipo de vacío y el vacuómetro de mercurio y se procede a efectuar vacío hasta alcanzar un valor máximo que fluctúe entre 0.06 y 0.1 mm Hg.
- Con este valor máximo estable se toma una lectura de vacío, cerrar la válvula entre el tanque del transformador y el equipo de vacío, apagando las bombas de éste.
- Tomar lecturas de vacío cada 5 minutos por un lapso de una hora como máximo.
- Cuando tres lecturas sucesivas tengan el mismo valor, ésta será la presión de vapor producida por la humedad residual, a la temperatura a que se encuentran los devanados.
- Si el vacuómetro no se estabiliza, es indicación que el transformador está muy húmedo o que la carcasa tiene fugas.
- Con los valores de presión de vapor y temperatura en los devanados, se determina la humedad residual de los aislamientos sólidos mediante las gráficas de “Piper”.

Figura 56. Gráfica de Piper



Fuente: Comisión Federal de Electricidad. Operación y Mantenimiento de transformadores de potencia. México. Págs. 7-205.

5.6.3.4 Llenado final de aceite

Con los procesos previos al llenado con aceite, se pretende que éste quede libre de aire y agua, contaminantes que casi siempre están en cantidades superiores a los límites de operación, aún en aceites recién obtenidos de refinería. Los valores obtenidos después de la regeneración del aceite, deben ser los siguientes:

- Número de neutralización Ω 0.1 mgKOH/gr
- Tensión de ruptura dieléctrica Ω 31kV.
- Tensión interfacial Ω 30 Dinas / cm.
- Factor de potencia, a 25°C, 60Hz \leq 0.1.
- Contenido de agua Ω 20ppm.
- Condición visual transparente, sin sólidos en suspensión

Estos valores se basan en la norma NOM-J-308.

Cuando estos valores sean obtenidos y habiéndose efectuado la última lectura de punto de rocío, se procede al llenado final de aceite de acuerdo con las siguientes consideraciones:

El proceso es el siguiente:

- Eliminación de fugas.
- Se vacía la presión del nitrógeno hasta la presión atmosférica.
- Iniciación del proceso de vacío hasta lograr valores inferiores de 1 mmHg.
- Con el equipo de mantenimiento para deshidratación y desgasificación, se inicia el llenado de aceite abriendo la válvula correspondiente.
- La presión de vacío del transformador nunca deberá ser mayor a 1 mmHg. En caso de pérdida de vacío, se suspende la introducción de aceite y se continúa el vacío hasta alcanzar menos de 1 mmHg, iniciándose nuevamente el llenado. El control se efectúa con el vacuómetro McLeod.
- Se introduce el aceite hasta el nivel de la cubierta superior.

Una vez llenado el transformador, se debe mantener hermético, ya sea con un colchón de nitrógeno o similar; cuando se usa respiración con silicagel, se debe vigilar el cambio de color que indica presencia de humedad, de azul o rojizo; cuando el transformador tiene este sistema el aceite adquirirá nuevamente aire hasta llegar a saturarse, aún cuando esto lleve tiempo.

5.6.3.5 Procedimiento para el reemplazo de un *bushing* de transformador

Cuando se ha determinado que la sustitución de un *bushing* de transformador es necesaria para poner de nuevo en servicio al transformador, por falla del mismo, se deben realizar los siguientes procedimientos para una adecuada sustitución del mismo.

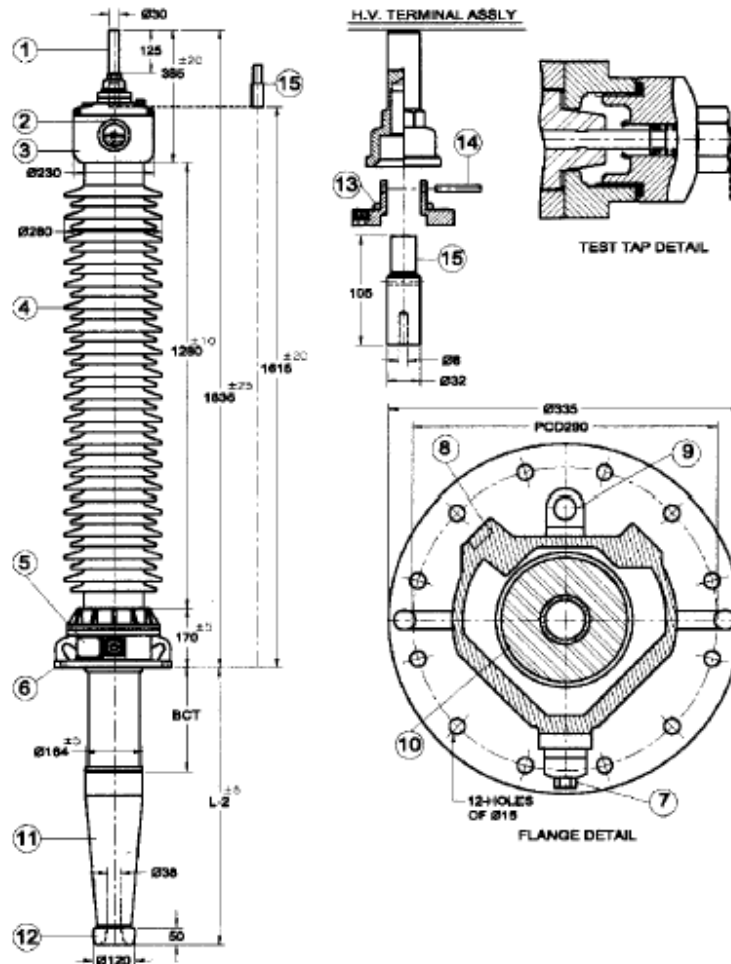
El procedimiento es el siguiente:

Primero que todo se debe determinar si hay en stock un *bushing* exactamente igual al que es necesario reemplazar. De lo contrario, se deben realizar los siguientes pasos para la determinación de un *bushing* similar o equivalente, teniéndose como guía el diagrama que se presenta posteriormente.

- Realizar una ficha de datos con las características del *bushing* a ser reemplazado.
- Determinar las dimensiones de la parte aislante en función de las distancias de fuga.
- Determinar la distancia BCT (llamada k por algunos fabricantes). Esta distancia se determina con el ancho de los CT's del transformador y es importante debido a que si la distancia BCT es menor que el ancho de los CT's, el aislamiento propio de los mismos es insuficiente para contener el campo eléctrico producido por el conductor interno del *bushing* lo que origina la falla.

- Determinar el diámetro interior del *bushing*. Esto es fundamental, pues se debe introducir el *bushing* dentro de la torreta del transformador.
- Determinar el diámetro del conductor que va a entrar en el *bushing*, con el objeto que el mismo no entre con esfuerzos a pesar del uso del cable guía.
- Determinar la longitud requerida del *Thimble*, ubicado en la parte superior del *bushing*, con el objetivo de que el conductor pueda ser soldado a dicha pieza. Esto se determina sabiendo la longitud total de la parte externa del *bushing*. Se debe usar uno con el mismo diámetro que el conductor.
- Determinar la longitud L-2 en función del tamaño de la torreta y de la ubicación de los conductores. Debe ser del tamaño adecuado para que los conductores del devanado puedan entrar sin quedar bajo tensión mecánica una vez colocado el *bushing*.
- Determinar el número de agujeros para los pernos de sujeción y conseguir un *bushing* cuya brida tenga el mismo número.

Figura 57. Diagrama de partes de *bushing*



Fuente: ETCEE-INDE. Laboratorio de Pruebas de Subestaciones Eléctricas

Una vez determinadas estas distancias, se puede considerar el *bushing* equivalente al que se desea reemplazar, por lo cual se puede proceder al reemplazo del mismo, siguiendo los procedimientos que se realizan para el cambio de otros dispositivos eléctricos de alta tensión.

5.6.3.6 Procedimientos generales para el reemplazo de un transformador de potencia

Sin duda, el transformador de potencia es el equipo más importante dentro de una subestación eléctrica. Es por ello, que un cambio total del mismo es muy improbable, ya que existen diferentes métodos para la reparación del mismo y un reemplazo total, por lo general se debe a su renovación, pues ha finalizado su tiempo de vida útil.

Cuando se va a realizar el cambio de un transformador, éste, por lo general, se realiza de modo programado, con bastante tiempo de antelación para la preparación de todas las herramientas que serán utilizadas, además de los accesorios que llevará el transformador.

En cuanto al transporte del transformador, éste puede realizarse ya sea por medio de una grúa o bien, por medio de rieles que se encuentran en algunas subestaciones colocadas con este fin.

De cualquier manera, es importante señalar que en muchas subestaciones eléctricas, actualmente, se cuenta con un transformador de reserva, el cual entra a funcionar una vez desconectado el transformador que va a reemplazarse, con el fin de no perder continuidad en el servicio durante el cambio, el cual se extiende mucho mas tiempo que cualquier reemplazo de dispositivo en una subestación.

Los procedimientos para el cambio de un transformador de potencia son los siguientes:

- Asegurarse que la línea está desenergizada por medio de un detector de voltaje.
- Aterrizar por medio de seccionadores de puesta a tierra, si hay, el área donde se va a trabajar.

- Aterrizar de forma segura los extremos de las líneas por seguridad y para minimizar la inducción en el dispositivo, (por lo general, dicha inducción se produce con mayor intensidad en el lado de 230kV, por lo que es indispensable realizar este paso en dichos sistemas; sin embargo, todos los *bushings* deben aterrizar para minimizar este efecto).
- Verificar que la grúa o el medio de transporte sea de tamaño adecuado, tanto para transportar el transformador como para no entrar en contacto con partes energizadas en la subestación.
- Identificar las partes o accesorios adecuados del transformador para izaje o transporte.
- Sujetar firmemente el regulador de tensión a la grúa u otro medio de transporte o izaje, teniendo en cuenta que en todo momento debe permanecer en posición vertical.
- Identificar los cables de control y medición del dispositivo a ser retirado, y señalarlos de tal forma que, cuando sea llevado el nuevo, pueda conectarse de forma segura.
- Desconectar los cables o barras de alta tensión que están conectados al regulador de tensión.
- Retirar a una distancia adecuada los cables o barras de alta tensión.
- Desconectar los cables de control, medición y de accesorios del regulador de tensión, asegurándose que están plenamente identificados según diagramas del fabricante.
- Extraer todo el aceite dieléctrico del interior del regulador de tensión.
- Retirar todos los accesorios del transformador, los cuales incluyen los siguientes elementos:
 - Cambiador de taps.
 - Relevador de flujo (si fuera necesario).
 - Relevador Buchholz (si fuera necesario).

- Termómetro de temperatura del aceite.
- Termómetro de temperatura del devanado.
- Relevador de presión súbita (si fuera necesario).
- Relevador de sobrepresión (si fuera necesario).
- Indicadores de nivel del líquido (si fuera necesario).
- Secadores de aire (silica gel).
- Boquillas.
- Ventiladores.
- Radiadores.
- Pararrayos.
- Transformadores de medición.
- Filtro de aceite.
- Tanque de reserva de aceite.
- Válvulas de aceite (si fuera necesario).
- Proceder con el retiro de la tornillería y el equipo de fijación del transformador potencia.
- Retirar la conexión a tierra del dispositivo. Es importante señalar que este paso debe ser siempre posterior a la desconexión de los cables de alta tensión.
- Sujetar firmemente el interruptor dañado a la grúa u otro medio de transporte para el izaje o bien para los rieles.
- Retirar con sumo cuidado el transformador de potencia dañado.
- Retirar la unidad dañada del área de trabajo.
- Llevar el transformador nuevo al área de mantenimiento.
- Identificar plenamente las conexiones del reactor de potencia nuevo.
- Colocar la unidad nueva en el pedestal, con las precauciones respectivas para no dañarla.
- Proceder con el ajuste de la tornillería y equipo de fijación respectiva del transformador de potencia al pedestal.

- Llenar con aceite dieléctrico el interior de la cuba hasta el nivel indicado por el fabricante.
- Realizar la conexión del aterrizaje.
- Realizar las conexiones del cableado de control.
- Realizar las conexiones de los accesorios del transformador de potencia.
- Retirar todas las herramientas empleadas durante el ensamblaje y las conexiones.
- Realizar las pruebas respectivas (estas pruebas son obligatorias para los transformadores de potencia para establecer un punto de partida en mediciones posteriores del equipo).
- Realizar las conexiones del cableado de alta tensión, si las pruebas resultaron satisfactorias.
- Verificar que el motor del cambiador de taps funciones adecuadamente, o si no posee, que la manija o manivela realice el cambio de manera adecuada y suave.
- Colocar el indicador de tap exactamente al centro y luego colocar en modo automático el cambiador de taps del regulador de tensión.
- Realizar una última inspección, a fin de chequear cualquier anomalía previa a la energización.
- Realizar la energización del campo o línea donde se haya realizado el mantenimiento.
- Verificar el correcto funcionamiento de los accesorios listados anteriormente.
- Verificar que todo el campo o línea funcione correctamente desde la sala de mando.
- Elaborar un reporte del mantenimiento realizado.

6 . MANTENIMIENTO A ESQUEMAS DE PROTECCIÓN Y EQUIPOS DE ONDA PORTADORA

6.1 Mantenimiento de esquemas de protecciones

6.1.1 Mantenimiento predictivo

El propósito de realizar pruebas de mantenimiento a los equipos de protección es para asegurar que un dispositivo está listo para desarrollar su función de protección bajo condiciones actuales de operación.

6.1.1.1 Pruebas a los relevadores de protección

Las pruebas a relevadores de protección pueden requerir algunas o todas las siguientes:

- Pruebas de aislamiento (no en electrónico): Es una prueba que puede realizarse en todos los tipos de relevadores (excepto en electrónicos) para determinar la condición del aislamiento.
- Chequeo de cero (no en electrónico): Se realiza en cualquier relevador que tiene un dial de tiempo. Su propósito es determinar la lectura de dial de tiempo cuando los contactos fijos y móviles del relevador, son cerrados por rotación manual del dial de tiempo en dirección a cero.
- Disco de inducción *pick Up* y/o unidad instantánea: Se realiza en relevadores para determinar la corriente, voltaje, frecuencia o potencia mínima o máxima que permitirá la operación del relevador y cerrará los contactos.

- Características de tiempo (donde aplique): Es una prueba que se puede utilizar para tener la facilidad de determinar el tiempo que ha transcurrido desde la operación del relevador con una cantidad específica anormal de corriente, voltaje, potencia o frecuencia.
- Operación del blanco y de unidad *Seal-in*: Es una prueba para determinar la corriente mínima requerida en el circuito de disparo para una operación de la unidad blanco y/o unidad *Seal-in*.
- Pruebas especiales que son peculiares a un tipo específico de relevador, tal como la que se realiza a través de una falla, caída, etc.

6.1.1.1.1 Chequeo funcional

El chequeo funcional involucra la energización del control de potencia con el interruptor de circuitos en la posición de prueba, si aplica, manualmente cerrar los contactos del relevador, y verificar que todos los componentes dentro del circuito operen apropiadamente.

El chequeo funcional involucra ciertas revisiones que deben ser realizadas cada vez que se programe un mantenimiento del sistema de protección, que incluye:

- Revisión de parámetros: consiste en revisar todos los parámetros en los relevadores de protección electrónicos, es decir, que el mismo esté configurado según se ha establecido el diseño de las protecciones.
- Revisión de medidas: consiste en revisar que los sistemas de medición (PT's y CT's) estén indicando lecturas precisas y que no estén fuera de cierto margen de error permisible, según el diseño.

- Realización de pruebas de protecciones: Son pruebas para determinar el correcto funcionamiento del sistema de protecciones ante eventuales fallas, las cuales incluyen:
 - Pruebas de protección de líneas.
 - Pruebas de protección de sobrecorriente.
 - Pruebas de protección de sincronización.
 - Pruebas de reenganche.
 - Pruebas de bajo voltaje.
 - Pruebas de frecuencia-
- Revisión de hora: se chequea que el reloj esté configurado adecuadamente y se halle actualizado
- Revisión de *status*: se refiere a la verificación del estado en el cual está operando el sistema de protecciones.

6.1.1.1.2 Pruebas a relevadores digitales estáticos

A continuación, se mencionan pruebas realizadas a relevadores de sobrecorriente y relevadores de distancia.

Inspección

- Limpieza externa de la tapa del relevador antes de quitarla, sobre todo en la parte superior.
- Si el vidrio de la tapa está empañado internamente, debe limpiarse con un trapo húmedo. Si el empañado es excesivo, investigar las causas.
- Si se observa demasiado polvo en el interior del relevador, verificar los empaques de la tapa y que el vidrio esté debidamente colocado.

Las verificaciones que siguen a continuación, deberán efectuarse cuando la línea esté fuera de servicio.

- Revisar las condiciones de las partes metálicas de conexión entre el relevador y su caja, peineta o cuchillas, según el caso. La presencia de un color negro en dichas partes metálicas puede ser consecuencia de corrientes elevadas o contaminación ambiental.
- Deben limpiarse con un solvente.
- Comprobar la eficacia de los mecanismos de puesta en corto circuito de las señales de corriente en la caja del relevador.

Nota: si el relevador es digital no requiere la inspección.

Ajustes mecánicos

- Verificar que las conexiones, tornillos y tuercas de la caja y del relevador estén apretados. Si se hallan conexiones flojas, apretarlas y averiguar si se debió a vibración excesiva.
- Comprobar que los contactos móviles del relevador actúen libremente al estar desenergizado éste.

Efectuar esta comprobación con sumo cuidado:

- Limpiar los contactos fijo y móvil con una lima especial (bruñidor).
- En el resorte de retención del contacto móvil, las espiras no deben tocarse entre sí.
- Verificar la separación entre los contactos fijo y móvil y ajustar de acuerdo a los valores en la tabla de mantenimiento de relevadores a distancia.
- El ajuste de pivotes y joyas deberá efectuarse sólo en caso que se detecte fricción en el contacto móvil o bien que el relevador esté muy sucio.

Nota: si el relevador es digital, no son necesarios los ajustes mecánicos.

6.1.1.1.3 Periodicidad del mantenimiento

Existen diversos factores que obligan a que se acorte o alargue el período entre los mantenimientos. Entre los factores que influyen en forma determinante en la programación de los mantenimientos, están: el tipo de relevador, el medio ambiente, condiciones de operación y tiempo de servicio. A continuación, se describen los diversos factores que influyen en la programación de los mantenimientos en los relevadores de protección:

Tabla LV. Factores que determinan la periodicidad del mantenimiento de los relevadores

Variables	Factores que alargan el período de pruebas	Simple (pocos elementos)
Tipo de relevador	Simple (pocos elementos)	Complejo (gran cantidad de elementos)
Medio ambiente	Atmósfera limpia, aire acondicionado	Atmósfera contaminada, temperatura extrema, polvo en exceso, humedad.
Corriente	Operación de corriente nominal de 5 amperios secundarios, o menor	Operación frecuente con sobrecarga (mayores de 5 amperios secundarios)
Voltaje de control	Operación voltaje nominal de 125 o 250V con tolerancia de 5%	Operación con voltajes mayores en 10% al nominal
Tiempo en servicio	De 5 a 15 años en operación y su historial indica relativamente pocos defectos	Relevadores de diseño cuyo comportamiento en el campo se desconoce. Relevadores con 20 o más años en servicio.
Índice de fallas	Fallas poco frecuentes	Fallas frecuentes
Magnitud de la falla	Moderada	Severa

Fuente: Interpretación de las características en los relevadores de protección para líneas,

Tabla LVI. Mantenimiento de relevadores de protección

Tipo de mantenimiento	Descripción de actividades	Periodicidad
Mínimo	<ul style="list-style-type: none"> • Inspección visual y limpieza • Apretar conexiones • Medir señales de alterna (CT's PT's) • Pruebas de disparo sobre interruptor • Comprobar operación correcta de banderas 	Cada 6 meses
Preventivo (verificación de alcances)	(reactor, resistencia y caja de fallas)	Cada 2 años o por cambio de ajustes
Calibración	Método de prueba con desfasador	Puesta en servicio o cuando los resultados obtenidos difieran de los calculados en un 10% o más.

Fuente: **Interpretación de las características en los relevadores de protección para líneas,**

6.1.1.1.4 Procedimientos generales de pruebas eléctricas al relevador digital de distancia (protección de línea y barra)

A continuación, se describen procedimientos generales para realizar pruebas al relevador digital a distancia. En todo caso, ésta es sólo una guía, debido a que en los relevadores estos procedimientos se realizan de diferente forma según el fabricante.

Si el relevador se prueba con línea energizada, se deben usar las peinetas de prueba correspondientes, para dejar aislado el equipo y operarlo sin peligro alguno.

Cuando el relevador no está instalado, es conveniente usar la caja de indicaciones para observar mejor su comportamiento.

Los procedimientos son los siguientes:

- Conectar el equipo simulador de fallas, según el manual del fabricante del mismo.
- Conectar el chasis a tierra en la parte posterior del relevador.
- Alimentar el relevador con AC o DC dependiendo el caso.
- Iniciar el procedimiento de comunicación con el relevador, que usualmente lleva los siguientes pasos:
 - Configurar la PC con cualquier programa de comunicaciones.
 - Configurarse el puerto al que se conecte el cable de comunicación de la PC.
 - Encender el relevador desde su interruptor frontal.
 - Comprobar la iluminación de la pantalla de indicación, oprimir el botón de prueba de LED's si lo hay.
 - Iniciar el programa de comunicación.
 - Ejecutar los comandos que se mencionan en el instructivo del relevador.
 - Verificar la operación de los elementos, mhos internos del relevador.
 - Supervisar los contactos de salida del relevador correspondientes al disparo general.
 - Programar cero en todas las funciones.
 - Habilitar las funciones para probar las zonas 2 y 3. En estas pruebas el tiempo de aplicación de la falla debe ser mayor al programado. Para fallas en la zona 2, el relevador comienza midiendo en la zona 3 y sólo indicará medición en la zona 2 cuando haya transcurrido el tiempo programado.
 - Verificar la fase y zona operada en el panel. Verificar la misma operación de las unidades mho.
 - Calcular los valores de voltaje, corriente y ángulos correspondientes para la prueba, mediante la fórmula correspondiente a la característica MHO en varios puntos de la curva R-X.

- Antes de comenzar la prueba, es conveniente obtener los parámetros de la línea y de la fuente. Además, por cada prueba cuyo valor de impedancia quede dentro de la zona 3, se genera un reporte donde se pueden analizar los parámetros de la línea.
- Calcular los valores de prueba para ángulo de par máximo.
- Para pruebas de las unidades de fase a fase se sigue el mismo procedimiento anterior.

6.1.1.1.5 Procedimientos generales de pruebas eléctricas al relevador digital de sobrecorriente (protección de reactores y capacitores)

A continuación, se describen procedimientos generales para realizar pruebas al relevador digital de sobrecorriente. En todo caso, ésta es sólo una guía debido a que en los relevadores estos procedimientos se realizan de diferente forma según el fabricante.

Si el relevador se prueba con línea energizada, se deben usar las peinetas de prueba correspondientes, para dejar aislado el equipo y operarlo sin peligro alguno.

Los procedimientos son los siguientes:

- Encender el relevador y esperar a que realice las rutinas de auto prueba, después debe actualizarse la fecha.
- Elegir entre los ambientes de programación sobrecorriente, recierre o baja frecuencia al primero de los mismos.
- Seleccionar los ajustes a probar (tipo de curva, corriente de operación, palanca de desplazamiento y habilitación o deshabilitación del relevador instantáneo).

- Ingresar al relevador el valor de la constante de transformación, para reportar los valores de corriente que circulan en el lado primario del equipo.
- Ingresar al modo de monitoreo del relevador, para ver el reporte de corriente y voltaje referido al primario o al secundario.
- Estimar los valores de corriente de prueba y los tiempos de operación del relevador de acuerdo a la curva y palanca ajustados anteriormente.
- Aplicar la corriente de prueba de acuerdo a los cálculos anteriores, revisando que en la pantalla se muestre el valor de la corriente de falla, la fase de la falla y el tiempo de retardo faltante para la operación del relevador.
- Al operar el relevador, verificar que se encienda el indicador de operación del relevador, que el tiempo de operación del relevador registrado por el cronómetro, corresponda al tiempo esperado de acuerdo a los ajustes programados y que la pantalla regrese a modo de monitoreo pero quede el indicador de operación encendido.
- Verificar el registro de los parámetros de la prueba.

6.1.1.1.6 Procedimientos generales para realizar pruebas de relevadores de protección diferencial (protección de transformadores)

A continuación, se describen procedimientos generales para realizar pruebas al relevador digital de sobrecorriente. En todo caso, ésta es sólo una guía, debido a que en los relevadores estos procedimientos se realizan de diferente forma según el fabricante.

Si el relevador se prueba con línea energizada, se deben usar las peinetas de prueba correspondientes, para dejar aislado el equipo y operarlo sin peligro alguno.

Los procedimientos son los siguientes:

- Conectar el relevador al simulador de fallas, conectando los cables de corriente y de tensión.
- Ingresar los parámetros de los dispositivos a prueba.
- Configurar el hardware del equipo de pruebas.
- Definir las características de las curvas de prueba.
- Definir las características del sistema de protección diferencial.
- Establecer los parámetros de corriente *insrush* y de armónicos derivados experimentalmente de las características de estabilización.
- Configurar las salidas y entradas binarias del equipo de pruebas.
- Definir la prueba para las características de operación, definiendo la característica de *inrush* de la prueba.
- Se realiza la prueba en base a las curvas definidas previamente según las características de operación y los parámetros.
- Verificar el reporte para detectar anomalías en las pruebas.

6.1.1.2 Prueba a los interruptores de bajo voltaje

En lo que respecta a las pruebas a los interruptores de potencia, puede referirse al apartado específico de interruptores de potencia.

6.1.1.3 Prueba a los interruptores de falla a tierra

El equipo de detección y relevación de fallas a tierra puede ser chequeado en el campo pasando una corriente de prueba medida directamente a través de un transformador de detección o devanados de prueba. Para confirmar el funcionamiento apropiado del equipo, mientras es instalado en el panel, las pruebas siguientes son recomendadas:

- Apagar todo en el panel de control. Configurar el relevador a su corriente mínima.
- Colocar un cable de prueba con suficiente corriente, llevando la capacidad a través de la ventana del sensor.
- Proveer sólo potencia de control, y cerrar el interruptor asociado con el dispositivo de protección de fallas a tierra que se está probando.
- Aplicar suficiente corriente de prueba, de tal forma que la relación amperios-vueltas del devanado de prueba sea numéricamente igual o exceda 125% de la configuración de corriente del relevador.

El relevador debería disparar el interruptor o abrir el interruptor.

6.1.1.4 Pruebas con fallas a tierra simuladas usando sensores con devanados de prueba internos

Pruebas *go-no-go* para disparos apropiados de dispositivos de protección de fallas a tierra y las interconexiones entre el sensor, el relevador y el mecanismo de desconexión, pueden ser realizadas siguiendo las instrucciones de prueba del fabricante. El fabricante usualmente permite una corriente de prueba mayor a 125% de la corriente máxima configurable, así que una prueba puede ser realizada en cualquier momento sin perturbar la configuración de corriente. Si hay cualquier duda respecto a la habilidad del dispositivo de protección de falla a tierra para operar a su configuración mínima y para corrientes bajas de falla a tierra, una prueba se describe en la sección previa en pruebas de simulación de falla a tierra usando sensores sin devanados de prueba internos y que puede ser hecha inmediatamente después de la instalación.

6.1.1.5 Pruebas en dispositivos con circuitería interna pero sin devanado de prueba interno

Luego de la instalación, los dispositivos de protección de falla a tierra deberían ser probados de acuerdo con “pruebas simuladas de falla a tierra, usando sensores sin devanados de prueba internos” para confirmar que los sensores y las interconexiones al relevador de falla a tierra están funcionando.

6.1.1.6 Botones de prueba e indicadores

Operar todos los botones de prueba para revisar las funciones descritas en el instructivo del fabricante. Las luces piloto y otros indicadores deberían señalar disparos por fallas a tierra u otras funciones que describe el manual del fabricante.

6.1.1.7 Pararrayos

Para más detalles en pruebas a pararrayos, puede referirse al apartado de pararrayos en este capítulo.

6.1.1.8 Otras pruebas al sistema de protecciones

Además de las pruebas que se realizan al relevador de protección, se debe verificar el estado de los sistemas auxiliares del mismo, entre los cuales se hallan los siguientes:

- Medidores.
- Cableado y medidores.
- Equipo de onda portadora.
- Sistemas de acceso remoto.

Por lo general, es muy poco el mantenimiento que puede darse a los equipos electrónicos que forman parte de estos sistemas. A continuación, se describen las actividades de inspección y verificación que se realizan en cada uno de los sistemas auxiliares.

6.1.1.8.1 Medidores

Se realizan pruebas para verificar el estado de las magnitudes que entregan los medidores. Lo ideal sería poder determinar el error de los datos que se están midiendo con los valores, sin embargo, esto resulta bastante difícil y requiere equipo muy especializado.

Las actividades más comunes a realizar para verificar el estado de los medidores, son las siguientes:

- Revisión de los parámetros: se deben revisar los parámetros a los que está trabajando el equipo y determinar si necesita algún ajuste o incluso si no está funcionando de manera adecuada.
- Revisión de la hora: se realiza esto con el objetivo de establecer si la hora ajustada corresponde a la real, para evitar malentendidos en la realización de reportes.
- Valores: se debe verificar si los valores que están enviando los medidores son los correctos. Se deben realizar pruebas funcionales de voltaje y corriente.

6.1.1.8.2 Cableado a medidores y dispositivos de protección

Las actividades más comunes de mantenimiento que deben realizarse dentro de este sistema, son las siguientes:

- Revisión de cableado del relevador a los medidores: se debe verificar el estado de los cables que van desde el sistema de medición (CT's y PT's) hacia el relevador de protecciones. La forma más simple de realizar esta prueba es verificando los parámetros en el relevador de protecciones en modo monitoreo cuando opera el sistema.
- Borneras: se debe verificar que las borneras estén ajustadas y no haya ningún cable suelto o flojo en las mismas.
- Revisión del cableado del relevador a los dispositivos de cierre y apertura: se debe verificar el estado de los cables que van desde el relevador de protecciones hacia dichos dispositivos. La forma más sencilla de realizar esta prueba es mediante la operación de los mismos desde el panel de control del sistema de protecciones.
- Tiempos de disparo: se debe verificar los tiempos de disparo del relevador de protección en los dispositivos de cierre y apertura al simular una falla.
- Alarmas: se debe verificar así mismo el correcto funcionamiento de las alarmas de falla.
- Conmutador que interactúa con el relevador: verifica que realmente el relevador de protecciones actúa sobre los dispositivos de cierre y apertura. Esto se verifica al mismo tiempo que el cableado. Si no llegara a actuar algún dispositivo, debe verificarse si se trata de una falla del relevador o si se trata del cableado.
- Alimentación: verificar que la alimentación esté llegando al relevador de manera adecuada, por medio de cables que no presenten corrosión y daños. Así también el nivel de tensión por medio de un multímetro para corroborar que está dentro del rango de alimentación permisible por el fabricante del relevador.
- Sistema de tierras: verificar que todo el equipo esté correcta y firmemente aterrizado. El valor de resistencia a tierra debe ser como máximo de 5 ohms. ya que se trata de equipos electrónicos muy sensibles a perturbaciones eléctricas.

6.2 Mantenimiento al equipo de onda portadora (PLC)

Es el equipo encargado de la transmisión de datos por medio de las líneas de alta tensión. Las actividades que deben realizarse rutinariamente, como mantenimiento, se llevarán a cabo, en la mayoría de los casos, con equipos de prueba especializados, los cuales, por ser de una gran variedad de fabricantes, tienen procedimientos de pruebas muy diversos entre si, a excepción de las inspecciones visuales.

A continuación, se describe cuáles podrían ser los pasos a tomar para la realización de un mantenimiento a los equipos de onda portadora, aunque debe tomarse en cuenta que para realizar cada prueba debe consultarse el manual del fabricante del equipo de prueba para detalles.

6.2.1 Inspecciones visuales

Los siguientes sistemas y dispositivos deben verificarse y revisar que se hallen en buenas condiciones y trabajando en los parámetros normales establecidos:

- Módulos de radiofrecuencia, frecuencia intermedia y audiofrecuencia.
- Amplificadores de potencia.
- Dispositivos de protección, tales como de protección en las entradas de radiofrecuencia, audiofrecuencia y fuentes de alimentación.
- Sistemas de autodiagnóstico y supervisión o corte. Revisar que sean accesibles, para facilitar el aislamiento de una falla. La localización de componentes en tarjetas debe permitir el acceso a puntas de prueba y/o conectores.
- Revisar que los puntos aterrizables tengan una identificación clara.
- Gabinete y marco de montaje.
- Verificación de las facilidades de prueba.

- Tarjetas de extensión para los módulos electrónicos.
- Accesorios de aterrizaje del equipo y del gabinete o marco de montaje.
- Tablillas de conexiones de las señales de audio, alarmas, fuentes de alimentación, etc.
- Accesorios de remate del cable de radiofrecuencia.
- Cables de interconexión entre módulos, para la alimentación de señales de audio, alarmas, radiofrecuencias, etc.
- Revisión de cables para realizar mediciones.
- Indicadores luminosos de operación.
- Repuestos en caso de alguna eventualidad.
- Inspección del cable coaxial. Se debe verificar el estado óptimo del cable coaxial portador de información, y si fuera posible, se le deben hacer pruebas de aislamiento.
- Sistema de tierras: se debe verificar que todo el equipo esté correcta y firmemente aterrizado. El valor de resistencia a tierra debe ser como máximo de 5 ohms, ya que se trata de equipos electrónicos muy sensibles a perturbaciones eléctricas.

Debe además, verificarse que las condiciones en las que se encuentra el equipo instalado, sean las más adecuadas.

Las normas IEC recomiendan que la temperatura debe estar en el rango de -0°C a 50°C durante la operación del equipo. Se recomienda además, que la humedad relativa no esté fuera del rango entre 10 y 90%.

6.2.2 Revisión de la fuente de alimentación

Verificar el buen estado de la fuente de alimentación según los siguientes criterios:

- La alimentación debe estar al voltaje nominal predeterminado, por lo general de 48VDC.
- La tensión de alimentación no debe variar más de un 15%.
- Ambos polos de la fuente deben estar bien aislados eléctricamente de tierra.
- Se debe poder apagar o encender la fuente de alimentación sin que el equipo presente fallas o comandos erróneos.
- Deben estar en buen estado las protecciones de sobrecarga, cortocircuito, por alto o bajo nivel de voltaje, por polarización inversa o cualquier otra con que cuente.
- El ruido en la salida de la fuente debe ser menor a 2mV pico a pico según normas de la IEC.
- Se debe realizar una prueba de aislamiento, en la que, cuando las terminales son aisladas de tierra, deben ser capaces de soportar sin daño una tensión de 500VDC, aplicados durante un minuto entre ambas terminales conectadas juntas y tierra, según recomendaciones de la IEC.

6.2.3 Pruebas de rutina del equipo de onda portadora

Antes de iniciar las pruebas de rutina a todos los equipos de onda portadora, éstos deben ser sometidos a una prueba de quemado, que consistirá en mantener durante 100 horas encendido el equipo a su temperatura máxima nominal. Durante esta prueba, la tensión de alimentación debe ser mantenida en el límite superior de la tolerancia. Una vez concluida esta prueba, deben ser efectuadas las pruebas siguientes:

- Medición de la frecuencia de la onda portadora.
- Medición de la impedancia nominal y la pérdida de retorno. Según las normas IEC la pérdida de retorno no debe ser mayor a 10dB en sentido de transmisión y recepción.

- Medición de los niveles de radiofrecuencia de voz, señales de datos y teleprotección. Deben ser calculadas para cada caso y son las medidas en la salida de radiofrecuencia.
- Medición de la precisión de la frecuencia portadora virtual. Según las normas IEC, ésta no debe diferir en 20Hz de su valor nominal.
- Medición de la potencia del transmisor.
- Revisión de la protección del transmisor. El transmisor debe ser capaz de operar continuamente a la potencia nominal en circuito abierto o en corto circuito, en tal forma que el diseño debe proveer medios de protección que reduzcan la salida de potencia del amplificador de radiofrecuencia bajo esas circunstancias. La operación de la protección debe reponerse automáticamente en cuanto el circuito abierto o corto circuito sean removidos y se vuelva a la condición normal de carga.
- Revisión de la combinación de transmisores y receptores. Los filtros de R.F. de los transmisores y receptores deben funcionar de tal forma que puedan permitir la operación en paralelo sin circuitos híbridos con varios transmisores y con sus receptores asociados. Según la norma IEC, para esta prueba, la atenuación no debe exceder 1.0 dB debido al efecto del transmisor adyacente separado entre 5 y 8 kHz entre orillas de la banda de cada equipo. Esto se debe cumplir a lo largo de toda la banda de frecuencias.
- Revisión de cambio de frecuencia. El equipo de onda portadora debe permitir el cambio de frecuencia en el campo dentro de toda su banda de onda portadora.
- Prueba de aislamiento de las terminales de entrada y salida del equipo de onda portadora en radiofrecuencia. Cuando las terminales son aisladas de tierra deben ser capaces de soportar sin daño una tensión de 2000Vrms a 60Hz aplicado por un minuto entre ambas terminales conectadas juntas y tierra, más un impulso de $1.2 \times 50\mu\text{S}$ de 5kV, según recomendaciones de la IEC.

6.2.3.1 Revisión de frecuencias de audio

La banda de frecuencias de audio efectivamente transmitida, según normas IEC, debe ser la siguiente:

- Para un ancho de banda de 2.5kHz, la banda de frecuencias debe ser de 300 a 2400Hz
- Para un ancho de banda de 4kHz, la banda de frecuencias debe ser de 300 a 3,400Hz

Tanto el tono de señalización telefónica como el de supervisión del canal, deben quedar fuera de esta banda.

6.2.3.2 Revisión de niveles de frecuencia de voz

Según normas IEC, los niveles de frecuencia relativos a 4 hilos deben estar en el siguiente rango ajustable:

- En sentido de transmisión de 0dB a -17dB
- En sentido de recepción de -3.5dB a 8dB

Los niveles relativos a dos hilos deben ser:

- En sentido de transmisión de 0dB
- En sentido de recepción de -7dB

6.2.3.3 Revisión de niveles de las señales

Según normas IEC, los niveles absolutos en la entrada y la salida del canal de señales, deberán estar para señales de teleprotección, dentro del rango ajustable siguiente:

- En sentido de transmisión de -25dBm a 5dBm .
- En sentido de recepción de -7dBm a 14dBm

Todos los circuitos de frecuencia de voz, señalización y alarmas. Cuando están aisladas o libres de tierra, deben ser capaces de soportar sin daño una tensión de 500VDC , aplicado por un minuto entre las terminales del circuito, conectadas juntas y a tierra.

6.2.3.4 Revisión de la pérdida de retorno para frecuencias de voz y señales

Los circuitos de entrada y salida para frecuencias de voz y señales, según normas IEC, deben estar balanceados y tener una impedancia nominal de aproximadamente 600 ohms . La pérdida de retorno dentro de las bandas transmitidas debe ser menor a 14dB .

6.2.3.5 Revisión de distorsión por retardo

La distorsión media en la entrada y salida de las frecuencias de las señales de un transmisor/receptor, deberá estar dentro de los límites sugeridos por recomendación según la norma IEC-495.

6.2.3.6 Revisión del control automático de ganancia

Según recomendaciones de la IEC, cuando para esta prueba se haga un cambio en el nivel de la señal de recepción de 30dB, dentro del rango de regulación, el cambio permitido por el control automático de ganancia (AGC) no debe ser mayor a 1dB.

Además, la máxima ganancia del receptor para señales de voz con el AGC en el límite a su rango de regulación, debe ser menor o igual a -20dBm (voz).

Se debe revisar el buen estado y funcionamiento de la señal indicadora y el contacto de alarma de indicación cuando la señal de recepción está fuera del rango de control del AGC.

6.2.3.7 Revisión del ecualizador de línea

Al probar el ecualizador de respuesta no lineal de la LT, éste debe ser capaz de variar un máximo de 6dB con pendiente positiva o negativa en las orillas de la banda, en el centro o en una combinación de ambas dentro del ancho de banda del canal.

6.2.3.8 Revisión de la acción del limitador

El limitador asociado con un canal de voz debe producir un efecto limitador definido de la siguiente manera:

- La acción del limitador debe empezar entre -3dBm y 0dBm para cualquier señal senoidal en un rango de frecuencias entre 300Hz y 2400Hz según el ancho de banda del equipo.

- El nivel de salida R.F. medido por medio de un instrumento de medición cuadrático de respuesta plana no debe exceder en 3dBm para un incremento de la señal de entrada a un nivel de 15dBm.

6.2.3.9 Medición del ruido generado internamente

La medición de ruido generado internamente medido a la salida en el lado de recepción de un par de equipos de onda portadora, no debe exceder -60dBm de acuerdo con la recomendación IEC-495.

6.2.3.10 Medición de paradi fonía y teledio fonía

Al realizar esta prueba, el resultado no debe ser mayor a -60dBm de acuerdo con la norma IEC-495.

6.2.3.11 Medición de la atenuación de diafonía

Según la IEC, entre canales del mismo equipo de onda portadora debe ser mayor a 60dB. Para la medición del ruido y diafonía deben ser medidas utilizando la atenuación de la línea siguiente.

Tabla LVII. Atenuación en función de la potencia

Potencia nominal del equipo (W)	Atenuación total (dB)
20	20
40	23
80	26

Fuente: Comisión Federal de Electricidad. **Equipo de onda portadora para líneas de alta tensión.**
Pág. 14.

6.2.3.12 Prueba de canales de señalización telefónica

Primeramente debe medirse la distorsión de impulso de canal de señalización. Ésta, operando a una velocidad de llaveo de 10 pps y una relación marca: espacio no debe exceder de 5 milisegundos para un par de equipos de onda portadora.

Respecto a las entradas y salidas de señalización, el canal de señalización debe ser operado por un contacto abierto o cerrado libre de potencial en el lado de transmisión y dar un contacto libre de potencial en el lado de recepción.

6.2.3.13 Prueba a compandores

Para esta prueba, la variación en la ganancia entre extremos de la trayectoria de voz, cuando sean conmutados los compandores dentro y fuera en cada extremo, según la IEC, no debe exceder en $\pm 0.25\text{dB}$, evaluando con un tono de prueba de 0dBm (voz).

6.2.3.14 Revisión de alarmas

Según recomendaciones de la IEC, el equipo de onda portadora debe verificarse para que las alarmas se activen dadas las siguientes circunstancias:

- Salidas de amplificador de transmisión, operada con la caída de 6dB del tono piloto.
- Señales fuera del rango de control del AGC.
- Mal funcionamiento de la fuente de alimentación

También debe verificarse que todas las funciones de alarma se auto repongan, luego de reparada la falla.

7. MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES, PATIO E INFRAESTRUCTURA

7.1 Mantenimiento predictivo

7.1.1 Mantenimiento de aisladores

7.1.1.1 Inspecciones periódicas

7.1.1.1.1 Aisladores de alta tensión fisurados, astillados o muy contaminados

Se observará con binoculares u otros medios visuales el estado físico de los aisladores rígidos, verificando si tienen flameo, roturas, fisuras o mucha contaminación, lo cual reduce su capacidad de aislamiento.

7.1.1.1.2 Aisladores de soporte de barra fisurados, astillados o muy contaminados

Se observación del estado físico de los aisladores rígidos, se llevará a cabo con binoculares u otros medios visuales, verificando si tienen flameo, roturas, fisuras o mucha contaminación, que en condiciones de humedad puedan reducir su capacidad de aislamiento.

7.1.1.1.3 Aisladores tipo cadena fisurados, astillados o muy contaminados

Se observará mediante binoculares u otros medio visuales, si las cadenas de aisladores presentan desgaste, rajaduras, flameado parcial o totalmente destruido, que les impida cumplir su función aislante con seguridad. También se debe tomar en cuenta si el espesor del material contaminante depositado, tal como polvo, humo, etc., reduce en condiciones de humedad sus características aislantes.

7.1.1.1.4 Puntos calientes en el aislador

Mediante una cámara termográfica para medir puntos calientes, se determinará la temperatura de los conectores y puentes de entrada y salida del aislador, comprobando si esta temperatura no supera los 60°C, que se considera normal. Si se encuentra entre 60 y 75°C, tiene una valoración leve; si ésta es mayor a 75°C, se califica como grave.

7.1.2 Mantenimiento a la red de tierras de la subestación

El sistema de tierras debe proveer una baja resistencia para la circulación de las corrientes a tierra, ya sea por falla a tierra del sistema o la operación de un pararrayos.

También debe hacerse cada año la prueba de resistencia de la red de tierras a cada subestación. Estas pruebas se hacen con el megger de tierra y deben estar en los rangos permitidos, según las normas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

7.1.2.1 Puntos calientes en el aterrizaje

Mediante una cámara termográfica para medir puntos calientes, se determinará la temperatura de los conectores y puentes de la conexión a tierra, comprobando si esta temperatura no supera los 60°C, que se considera normal. Si se encuentra entre 60 y 75°C, tiene una valoración leve; si ésta es mayor a 75°C, se califica como grave. Por lo general, es muy poco probable que se detecten puntos calientes en la red de tierra a menos que exista una falla permanente.

7.1.2.2 Medición de la red de tierras

7.1.2.2.1 Método del 62% para la medición de resistencia de tierra

Este método ha sido adoptado después de consideraciones gráficas y pruebas. Es el método más preciso pero está limitado por el hecho que la tierra probada es una unidad simple. Este método se aplica solo cuando los electrodos se hallan en línea recta y el aterrizaje es un electrodo, pipa o plato.

Espaciado de los electrodos auxiliares

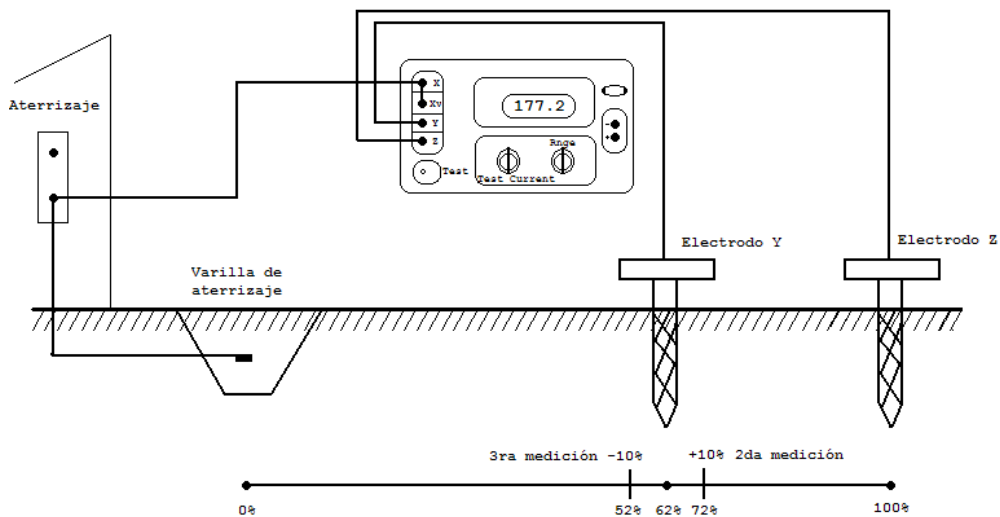
No existe una distancia definida entre X y Z que pueda ser establecida, dado que la distancia es relativa al diámetro del electrodo bajo prueba, su longitud, la homogeneidad del suelo, y particularmente, las áreas efectivas de resistencia. Sin embargo, una distancia aproximada puede ser determinada de la siguiente tabla, la cual es dada para un suelo homogéneo y una varilla de 1" de diámetro. (Para un diámetro de ½" se debe reducir la distancia en un 10%; para un diámetro de 2" se debe incrementar un 10%).

Tabla LVIII. Distancias aproximadas de los electrodos auxiliares usando el método del 62%

Profundidad de la varilla (pies)	Distancia a Y (pies)	Distancia a Z (pies)
6	45	72
8	50	80
10	55	88
12	60	96
18	71	115
20	74	120
30	86	140

Fuente: AEMC Instruments. *Ground Resistance Testers Model 44500*. Pág. 26.

Figura 58. Procedimiento de medición de la resistencia de tierra con el equipo AEMC 4500 u otros mega ohmetro de 3 puntas



Nota: no desconectar la tierra de un circuito vivo.

Fuente: AEMC Instruments. *Ground Resistance Testers Model 44500*. Pág. 27.

- X y Xv se cortocircuitan.
- Conectar X a la varilla de aterrizaje a prueba.
- Conectar Y al electrodo central.
- Conectar Z al electrodo alejado.
- Usar el selector de rango y seleccionar el rango de 2 a 2000Ω
- Usando el selector de corriente, seleccionar la mayor corriente para la cual se observe una lectura estable, y para la cual no parpadee la pantalla, o use la siguiente tabla:

Tabla LIX. Selección de rasgos para la medición

Rangos	2Ω	20Ω	200Ω	2000Ω	20kΩ
Resolución	1mΩ	10mΩ	0.1Ω	1Ω	10Ω
Rango de corriente recomendado	10mA o 50mA	2mA, 10mA o 50mA	2mA, 10mA o 50mA	2mA o 10mA	2mA o 10mA

Fuente: AEMC Instruments. *Ground Resistance Testers Model 4500*. Pág. 27.

Mediciones incorrectas

El indicador de mediciones incorrectas muestra una resistencia excesiva del electrodo y un ruido transitorio excesivo y corriente de fuga; también indica cuando la corriente de prueba seleccionada es muy alta.

En el caso de que haya una indicación de medición incorrecta se debe hacer lo siguiente:

- Seleccionar una corriente de prueba menor.
- Mejorar la calidad de los electrodos de aterrizaje auxiliares Y y Z; Z es por lo general la causante de la mayoría de los problemas de resistencia excesiva.
- Revisar las conexiones de continuidad entre los cables de prueba y los electrodos.

- Si hay sospecha de corrientes de fuga, una solución es reducir su influencia moviendo los electrodos Y y Z y girar 90° relativo a X, y probar de nuevo.

7.1.2.2.2 Medición en 2 puntos (medición simplificada)

Éste es un método alternativo al método de medición con 3 puntos cuando ya está disponible un aterrizaje excelente.

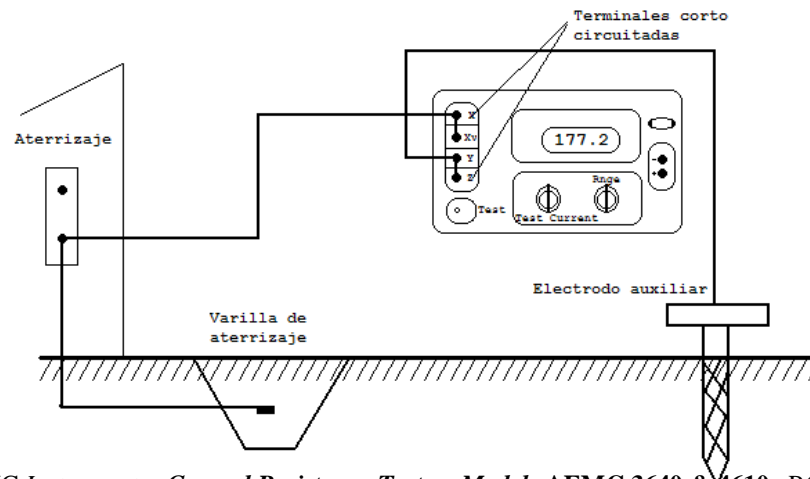
En áreas congestionadas donde puede ser un problema encontrar espacio para colocar las varillas auxiliares, el método de medición de 2 puntos puede ser aplicado. La lectura obtenida será la de dos tierras en serie. Por consiguiente, la tierra debe ser de un valor muy bajo de resistencia para que la medición final sea válida. Las resistencias de los cables también serán medidas y deberían ser deducidas de la medición final.

Este método no es tan preciso como el método con 3 puntos (método de 62%), ya que es particularmente afectado por la distancia entre el electrodo de prueba y la tierra muerta. Este método no debería ser usado como un procedimiento estándar, sino como un respaldo en áreas ajustadas.

El procedimiento para la medición es el siguiente:

- Corto circuitar X y XV.
- Corto circuitar Y y Z
- Conectar X a la varilla de tierra a medir.
- Conectar Z al electrodo
- Medir de la misma forma que el método de 3 puntos

Figura 59. Método de prueba de 2 puntos

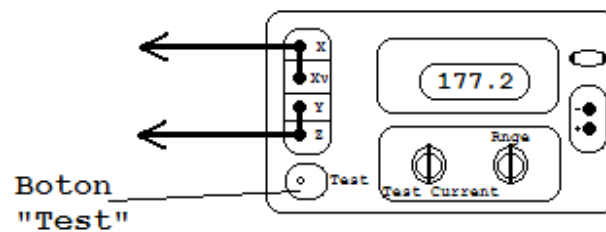


Fuente: AEMC Instruments. *Ground Resistance Testers Models AEMC 3640 & 4610*. Pág. 32.

Medición de continuidad

Luego de que el puente entre X y Xv ha sido colocado apropiadamente, conectar las terminales Y y Z juntas también. La medición de continuidad es hecha con 2 cables, uno de X-Xv, la otra de Y-Z; presionar el botón "Test" para medir.

Figura 60. Prueba de continuidad



Fuente: AEMC Instruments. *Ground Resistance Testers Models, AEMC4500*. Pág. 36.

7.1.2.2.3 Método de medición con 4 puntos

Dado una considerable porción de tierra en la cual se debe determinar la resistencia óptima, es necesario contar con algo de intuición. Asumiendo que el objetivo es una baja resistencia, se debe dar preferencia a un área conteniendo marga húmeda en contraposición a un área arenosa seca. También se debe dar consideración a la profundidad a la cual la resistividad es requerida.

El procedimiento para realizar la prueba con el método de los 4 puntos, es el siguiente:

- Arreglar los electrodos en una línea recta. Se debe asegurar que las distancias entre los electrodos sean idénticas, por ejemplo, 3 metros entre cada uno de ellos.
- La distancia entre polos es proporcional a la profundidad promedio de la muestra de suelo que se desea tomar.
- Los electrodos deberían ser situados a una profundidad de aproximadamente 6", de tal forma que la profundidad sea aproximadamente $1/20$ de la distancia entre los electrodos.
- Usar los cables para conectar los electrodos X, Xv, Y y Z a sus respectivas terminales en el equipo de medición.
- Es preferible colocar el selector de rango en una posición que varía inversamente en relación a la distancia identificada como "A". En otras palabras, cuanto más apartados estén los 4 electrodos, menor será la corriente de prueba.
- Presionar el botón "Test".
- Leer el nivel de resistencia (R) indicada en la pantalla.

- En el caso de que se presenten dificultades durante la prueba, se deben consultar las instrucciones anteriores sobre la medición de resistencia del sistema de tierras en las páginas anteriores.
- Aplicar la fórmula siguiente para determinar la resistividad del suelo:

$$\rho = 2\pi \times R \times A \text{ } [\Omega\text{-cm}]$$

Donde R es la resistencia indicada en la pantalla con electrodos a una profundidad de 1/20 de A, siendo A la separación de los electrodos que es del mismo valor que la profundidad a la cual deseamos conocer la resistividad del suelo.

7.1.2.2.4 Sistema de electrodos múltiples

Un sencillo electrodo aterrizado es un medio simple y económico de hacer un buen sistema de aterrizaje. Sin embargo, a veces una simple varilla no proveerá una resistencia suficientemente baja, y varios electrodos de aterrizaje deben ser colocados y conectados en paralelo por un cable. Muy a menudo, cuando dos, tres o cuatro electrodos son usados, una configuración de cuadrado vacío es usada y los electrodos de aterrizaje aún están conectados en paralelo e igualmente espaciados.

En sistemas de electrodos múltiples, el método de espaciado de 62% puede no ser aplicable directamente. La distancia a los electrodos auxiliares está ahora basada en la máxima distancia de mallado (por ejemplo, la diagonal, en una línea, del largo total). Por ejemplo, un cuadrado teniendo un lado de 20' tendrá una diagonal de aproximadamente 28'.

Tabla LX. Sistema de electrodos múltiples

Máxima distancia del mallado (pies)	Distancia a Y (pies)	Distancia a Z (pies)
6	78	125
8	87	140
10	100	160
12	105	170
14	118	190
16	124	200
18	130	210
20	136	220
30	161	260
40	186	300
50	211	340
60	230	370
80	273	440
100	310	500
120	341	550
140	372	600
160	390	630
180	434	700
200	453	730

Fuente: AEMC *Instruments. Ground Resistance Testers Models AEMC4500*. Pág. 34.

7.1.2.3 Frecuencia de mantenimientos

La red de tierra debe medirse como mínimo cada año en época de verano, para saber el estado de ésta, mantener protegidos los equipos, y estar seguros de que cualquier corriente de cortocircuito no tendrá ningún problema en disiparse rápidamente. Para las pruebas más importantes se hace un formato de llenado de los datos típicos que se deben tomar en cada prueba.

7.1.3 Mantenimiento al inmueble y caseta de la subestación

7.1.3.1 Inmueble

7.1.3.1.1 Estado de acceso a la subestación

En la inspección se observará el acceso a la subestación, verificando si existe tierra, piedras, maleza o cualquier objeto extraño que obstruya el acceso a la subestación, lo cual pone en peligro el ingreso del personal para trabajar en el interior de la instalación.

7.1.3.1.2 Estado del portón de acceso a la subestación

Se observará si el portón de acceso a la subestación presenta dobleces, desajustes, corrosiones en estado avanzado, bisagras oxidadas, puertas desniveladas, rodos o cojinetes oxidados, guía para la apertura de puerta en mal estado, falta de lubricación, impidiendo realizar una apertura o cierre efectivo de las mismas o dificultad para abrirlas o cerrarlas. Así mismo, se observará si las puertas de acceso tienen placa de advertencia de riesgo eléctrico, si se encuentra rota, desprendida o es ilegible.

7.1.3.1.3 Estado de la alarma de la subestación

Se verificará el estado de la alarma de intruso en las subestaciones, si existe, para determinar si se encuentra en buen estado y si responde a las señales que le manda al operador del centro de control.

7.1.3.1.4 Estado del candado del portón de acceso

Se observará el estado físico de los candados del portón de acceso, si presentan oxidación, corrosión, funcionamiento defectuoso, o si los registros son distintos a los usados por la empresa.

7.1.3.1.5 Estado del muro perimetral

Se comprobará con cinta métrica u otros medios que la altura del muro perimetral desde el suelo hasta la parte superior sea como mínimo de 2.2 m; medida que deberá tomarse en la parte exterior de la subestación, según norma de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Además, se determinará si el muro presenta algún tipo de anomalía, como aberturas, roturas o rajaduras que le impidan cumplir con su misión de resguardar las instalaciones.

7.1.3.1.6 Estado físico de las mallas perimetrales instaladas en la subestación

Se observará el estado físico de las mallas instaladas en la subestación, comprobando se existe algún tipo de anomalía como dobleces, roturas, contaminación o corrosión que pueda reducir sus características mecánicas y de resguardar las instalaciones.

7.1.3.1.7 Conexión a tierra de las mallas instaladas en las subestaciones

Se observará el estado de las conexiones a tierra de todas las mallas instaladas en la subestación para determinar si presentan corrosión, rotura de hilos, soldaduras en mal estado, flojedad, etc., que reduzca su función de protección.

7.1.3.1.8 Estado del terreno de la subestación

Se observará el estado físico del terreno de la subestación, verificando si existen agujeros en la parte de la subestación donde haya instalado equipo eléctrico, y que éste ponga en riesgo el funcionamiento normal de los mismos.

7.1.3.1.9 Cantidad de grama o maleza dentro de la subestación

Se deberá inspeccionar visualmente si existe maleza dentro del área donde se encuentra instalado el equipo de la subestación, la cantidad y altura de la maleza, ésta no debe existir en esta área.

7.1.3.1.10 Falta de pedrín en el área del equipo de la subestación

Se observará cuidadosamente la existencia de pedrín, revisando todas las áreas, verificando que no existan áreas con escasez de pedrín, lo cual puede permitir crecimiento de maleza o grama. En caso contrario, debe rellenarse con pedrín de una pulgada, o según la norma de seguridad de la empresa.

7.1.3.1.11 Suciedad en la subestación

Se observará cuidadosamente la existencia de basura o suciedad en el interior de la subestación, lo cual puede ser contaminante para el equipo instalado y nocivo para su correcto funcionamiento.

7.1.3.1.12 Advertencia de riesgo eléctrico a lo largo del muro perimetral de la subestación

Deberá comprobarse que a lo largo del muro perimetral de la subestación existan advertencias de riesgo eléctrico, por lo menos uno en cada lado de la subestación y si son legibles, conforme a la norma establecida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

7.1.3.1.13 Estado de las fosas o cajas de registro

Se observará el estado físico de las fosas por donde pasan los cableados de todos los equipos de la subestación, verificando también que no tengan agua retenida que cause daño al cableado.

7.1.3.1.14 Estado de las tapaderas de las fosas o cajas de registro

Se observará el estado físico de las tapaderas de las fosas, si presentan roturas, dobleces u oxidación, de tal manera que pierdan sus características de protección contra el ingreso de agua, basura o cualquier objeto extraño al interior de la fosa.

7.1.3.2 Caseta

7.1.3.2.1 Estado de las lámparas de la caseta

Se observará es estado de las lámparas de la caseta. Si están quemadas deberá programarse la sustitución de las mismas.

7.1.3.2.2 Estado del piso de la caseta

Se observará el estado del piso de la caseta, verificando que no existan hoyos o cualquier tipo de anomalía.

7.1.3.2.3 Estado de la puerta de la caseta

Se observará el estado físico de la puerta de la caseta, verificando si presenta corrosión, dobleces u otra anomalía, que afecten su función de reguardar el equipo.

7.1.3.3 Pórticos y estructuras

7.1.3.3.1 Estado físico del transformador de servicio

Se observará con binoculares u otros medios visuales el estado físico del transformador de servicio, si presenta corrosión, fugas de aceite, flipón disparado o quemado, o cualquier otra anomalía.

7.1.3.3.2 Estado de los herrajes

Se observará el estado físico de todos los herrajes de las columnas y vigas de los pórticos, verificando si presentan corrosión, tuercas flojas o cualquier otra anomalía que pueda presentar riesgo para el equipo que sujetan.

7.1.3.3.3 Estado del alumbrado general de la subestación

Se observará el estado físico de lámparas de la subestación, en todos los pórticos, verificando la existencia de lámparas quemadas o con daños físicos o corrosión.

7.1.3.3.4 Estado de los flipones y caja de flipones del p^ortico

Se observará la posición de los flipones del p^ortico, para verificar si éstos están disparados, debiendo programar la inspección necesaria, a fin de solucionar el problema, ya sea que exista corto circuito o que alguien accidentalmente los haya dejado en ese estado, así como también la caja de flipones si presentan corrosión u oxidación, bisagras rotas, penetración de agua, etc.

7.1.3.3.5 Estado del interruptor de control de alumbrado

Se debe hacer una inspección visual del estado físico del interruptor de control del alumbrado de la subestación, si presenta oxidación o mal funcionamiento.

7.1.3.3.6 Estado de tomacorrientes de 120/240V

Se debe inspeccionar el estado físico de los tomacorrientes, si presentan oxidación o roturas, así como el funcionamiento de los mismos.

7.1.3.3.7 Estado de la tubería sobrepuesta

Se observará el estado físico de la tubería sobrepuesta en la estructura en todos los p^orticos, verificando si presenta corrosión, dobladuras o cualquier anomalía que reduzca sus características mecánicas y de protección del cableado.

7.1.3.3.8 Estado físico de la estructura metálica de la subestación

Se observará mediante binoculares u otros medios visuales el estado físico de la estructura metálica para comprobar si existe algún tipo de anomalía, como roturas, contaminación o corrosión, pintura en mal estado, que puedan reducir sus características mecánicas y de soporte del equipo.

7.1.3.3.9 Conexión a tierra de la estructura mecánica

Se observará el estado de todas las conexiones a tierra de las columnas de las estructuras metálicas instaladas en la subestación para determinar si presentan corrosión, rotura de hilos, soldaduras en mal estado, flojedad, etc., que reduzca su función de protección.

7.1.3.3.10 Estado físico de las barras de alta tensión

Se observará mediante binoculares u otro medio visual, el estado de las barras en lo referente a la corrosión, deformación, contaminación, flojedad de conexiones o cualquier anomalía que reduzca sus características eléctricas y mecánicas.

7.1.3.3.11 Estado de las puntas Franklin y conexión a tierra

Se observará mediante binoculares u otros medios visuales el estado físico de las puntas Franklin ubicadas en la parte superior de la subestación en relación con deformaciones, herrajes en mal estado, corrosión, etc., que puedan reducir sus características mecánicas y protectoras. A la vez se debe verificar el estado de la conexión a tierra de la misma.

7.1.3.3.12 Estado físico del hilo de guarda y conexión a tierra

Se observará mediante binoculares u otros medios visuales el estado físico del cable de guarda en toda la subestación en relación con deformaciones en el trenzado, rotura de los hilos con énfasis especial en las zonas cercanas a empalmes. A la vez se debe verificar el estado de la conexión a tierra del hilo de guarda.

7.2 Mantenimiento preventivo

7.2.1 Mantenimiento a cables de potencia por medio de pruebas

7.2.1.1 Cable con conductor simple blindado o cable forrado

El cable debe ser removido del servicio eléctrico y todos los elementos asociados al mismo deben ser desconectados. El procedimiento de la prueba consiste en aplicar el voltaje de prueba al cable conductor con el cable blindado o forro aterrizado efectivamente. La prueba se hace en modo GST (prueba con espécimen aterrizado) con el interruptor LV en la posición GST-Ground (R, B).

7.2.1.2 Cable con conductor simple sin blindaje o sin forro

Es un procedimiento similar al señalado anteriormente; sin embargo, cuando las pruebas se hacen en cables de conductor simple y sin blindaje, la medición puede no ser confinada solamente al aislamiento sino que también puede incluir el material que rodea al cable (por ejemplo, ductos de fibra), o cualquier material que forma el paso de retorno a tierra de la corriente de fuga. Eso es, pérdidas en el material extraño (el cual puede no ser parte esencial del aislamiento del cable) son incluidas en la medición, resultando un factor de potencia impredeciblemente alto.

7.2.1.3 Cable con múltiples conductores individualmente blindados

Se realiza el mismo procedimiento que el usado para la prueba de cable con un conductor simple. Los cables conductores que no estén bajo prueba, deben ser aterrizados.

7.2.1.4 Cable con múltiples conductores no blindados o forrados

La misma condición existe en el caso de un cable de múltiples conductores no blindados que en un cable con un solo conductor sin blindaje; sin embargo, en este caso, es posible, por el método UST (prueba de espécimen no aterrizado), realizar mediciones de factor de potencia entre 2 conductores, los cuales son prácticamente confinados al aislamiento entre los 2 conductores. Cualquier otro de los conductores no incluidos en la prueba es aterrizado. El procedimiento es repetido para incluir todos los conductores en al menos una medición.

7.2.1.5 Cable con múltiples conductores no blindados encerrados en un forro metálico común

En pruebas de cables con múltiples conductores, cada conductor es probado individualmente con los demás conductores y con el forro aterrizado. Una prueba general es hecha con todos los conductores conectados juntos y energizados con el forro aterrizado. Cuando una diferencia significativa en el factor de potencia existe entre los conductores, pruebas suplementarias deberían ser realizadas para determinar la condición del aislamiento entre 2 conductores por el método UST.

7.2.1.6 Cable parcialmente blindado

El asbesto en cables no blindados se vuelve semiconductor bajo condiciones de humedad moderada o alta, y actúa como un blindaje pobre. Una cubierta trenzada que es impregnada con grafito hace un blindaje más efectivo, pero tiene una resistividad apreciable, la cual por lo general no es uniforme. En cualquier blindaje que no es un buen conductor, las pérdidas son producidas en el blindaje por la corriente de carga del cable. La magnitud de la pérdida depende de la resistividad del blindaje y la distancia entre los puntos de tierra del blindaje. Las pérdidas causan un incremento aparente del factor de potencia del aislamiento del cable, las cuales son difíciles de tomar en cuenta cuando los resultados de las pruebas son analizados. Afortunadamente, desde el punto del objetivo principal de la prueba, los cables no blindados o parcialmente blindados, son usados mayormente con bajos voltajes y circuitos poco críticos.

7.2.2 Pruebas de terminales de cables o Mufas

Las pruebas de collar caliente son extremadamente efectivas para detectar contaminación y vacíos en las mufas asociadas con los cables. Las pruebas se hacen de acuerdo con las pruebas de bushings que se hallan en otro apartado. En sistemas de cableado de alto voltaje tipo pipa, las mufas pueden estar equipadas con electrodos o taps de pruebas para facilitar las mediciones por el método UST. Las pruebas pueden ser hechas energizando el cable y conectando el tap de pruebas al circuito UST.

7.2.2.1 Análisis de resultados de cable y mufa

La corrección para los efectos de la temperatura en factores de potencia para cable normalmente no se hace, dado que requiere una aproximación regular de la temperatura del cable, un dato del tipo de aislamiento y la fecha de su manufactura, características de temperatura, la cual no está normalmente disponible, etc.

La evaluación de las pruebas de cable debe basarse en uno o más de los siguientes enunciados:

- Comparación de factores de potencia logrados en similares cables obtenidos en el momento de la prueba y bajo las mismas condiciones.
- Comparación con resultados previos.
- Comparación con datos tabulados de factores de potencia para cables similares.
- Comparación con datos de fábrica

Los resultados de las pruebas de collar caliente son analizados de acuerdo con las instrucciones que se dan en el apartado de análisis de resultados para pruebas de bushings. Valores anormalmente altos de corriente y watts, indican la presencia de humedad en la vecindad del collar aplicado; valores anormalmente bajos de corriente indican vacíos o ausencia del compuesto de relleno o aceite.

La evaluación de la prueba de la mufa con métodos UST usando taps de prueba debería estar basada en comparaciones de factores de potencia y capacitancia medidas contra los datos de placa, resultados de pruebas anteriores, y los resultados de pruebas en mufas similares en las mismas circunstancias. Los factores de potencia de mufas de alto voltaje modernas tienen valores esperados de 0.5% o menos.

7.2.3 Procedimiento de limpieza de los aisladores

Este procedimiento es el más común en la realización de mantenimientos preventivos en cualquier dispositivo que tenga bushings o en las cadenas de aisladores propiamente dichas.

Los aisladores deben ser limpiados con agua, jabón y una franela limpia, para extraer cualquier partícula como polvo, humo y principalmente cualquier partícula

metálica o conductora, que puede provocar una disminución del aislamiento. Es importante recalcar que en la limpieza no debe usarse ninguna sustancia que contenga alcohol y por ningún motivo debe limpiarse el aislamiento con la misma franela con la que se limpió cualquier componente de metal o aluminio.

7.2.4 Ajuste de tornillería de la estructura de soporte

Este es otra de las actividades de mantenimiento preventivo más comunes para cualquier dispositivo dentro de una subestación. Esta actividad debe realizarse con sumo cuidado, ya que, aunque la unidad esté aterrizada, pueden inducirse corrientes y recibirse pequeñas descargas cuando se entre en contacto con las estructuras.

Otra medida a tomarse en cuenta para la seguridad del personal, es mantenerse lo más alejado posible de las partes vivas del dispositivo, manteniendo presente las zonas de seguridad dentro de la subestación. El ajuste de las estructuras debe realizarse según especificaciones del fabricante y llevarse a cabo con un torquímetro para que todo quede ajustado de manera uniforme. Para actividades de mantenimiento preventivo más específicas, según el dispositivo, se detallan a continuación los pasos a realizar.

7.3 Mantenimiento correctivo

7.3.1 Patio e infraestructura

7.3.1.1 Reemplazo de aisladores de soporte

Los aisladores de soporte son relativamente fáciles de cambiar, ya que, la única consideración a tomarse en cuenta es si los conductores son barras o son cables, para la desconexión de los mismos. Obviamente todas las medidas, tanto físicas como eléctricas del nuevo aislador, deben ser equivalentes al aislador defectuoso.

Los pasos a seguir para el reemplazo de un aislador de soporte, son los siguientes:

- Asegurarse que la línea está desenergizada por medio de un detector de voltaje.
- Aterrizar por medio de seccionadores de puesta a tierra, si hay, el área donde se va a trabajar.
- Aterrizar de forma segura los extremos de las líneas por seguridad y para minimizar la inducción en el dispositivo, si hubiera.
- Verificar que la grúa o el medio de transporte y/o izaje sea de tamaño adecuado para no entrar en contacto con partes energizadas en la subestación.
- Llevar el aislador de soporte nuevo al área de mantenimiento, teniendo en cuenta que en todo momento debe permanecer en posición vertical o con el ángulo máximo que permita el fabricante, siendo como máximo, de 45° respecto a la vertical.
- Desconectar los cables de alta tensión que están conectados al aislador de soporte, teniendo en consideración si son barras rígidas o cables.
- Retirar a una distancia adecuada los cables de alta tensión.
- Proceder con el retiro de la tornillería y el equipo de fijación del aislador de soporte a la estructura de soporte.
- Retirar la conexión a tierra del dispositivo. Es importante señalar que este paso debe ser siempre posterior a la desconexión de los cables de alta tensión.
- Retirar con sumo cuidado, y por medio de una grúa preferentemente, el aislador de soporte dañado de la estructura de soporte.
- Retirar la unidad dañada del área de trabajo.
- Colocar la unidad nueva en el pedestal de sujeción, con las precauciones respectivas para no dañarla.
- Proceder con el ajuste de la tornillería y equipo de fijación respectiva del aislador de soporte a la estructura de soporte.

- Realizar la conexión del aterrizaje.
- Retirar todas las herramientas empleadas durante el ensamblaje y las conexiones.
- Realizar las conexiones del cableado de control.
- Realizar las pruebas respectivas (estas pruebas no son obligatorias pero deben realizarse preferentemente para establecer un punto de partida en mediciones posteriores del equipo).
- Realizar las conexiones del cableado de alta tensión, si las pruebas resultaron satisfactorias.
- Realizar una última inspección, a fin de chequear cualquier anomalía previa a la energización.
- Realizar la energización del campo o línea donde se haya realizado el mantenimiento.
- Verificar que todo el campo o línea funcione correctamente desde la sala de mando.
- Elaborar un reporte del mantenimiento realizado.

7.3.1.2 Cambio de cables o mufas

Primeramente habrá que determinarse si el cambio es necesario realizarlo a todas las unidades o solamente a una de ellas. Por lo general, cuando se produce una falla, sólo una unidad es la que resulta dañada y necesita reemplazo.

Deberá también tomarse en cuenta si son cables de control o de potencia y a partir de ello determinar si la línea debe ser desenergizada o no.

Los pasos generales a seguir durante la sustitución de un cable cuando se necesita desenergizar la línea, son los siguientes:

- Asegurarse que la línea está desenergizada por medio de un detector de voltaje.
- Aterrizar por medio de seccionadores de puesta a tierra, si hay, el área donde se va a trabajar.
- Aterrizar de forma segura los extremos de las líneas por seguridad.
- Llevar el cable o mufa nueva al área de mantenimiento.
- Desconectar los cables de alta tensión que estén dañados.
- Retirar a una distancia adecuada los cables de alta tensión dañados.
- Colocar la unidad nueva, con las precauciones respectivas para no dañarla.
- Proceder con el ajuste de la tornillería y equipo de fijación respectiva del cable hacia los componentes respectivos.
- Retirar todas las herramientas empleadas durante el ensamblaje y las conexiones.
- Realizar las pruebas respectivas (estas pruebas no son obligatorias pero deben realizarse, preferentemente para establecer un punto de partida en mediciones posteriores del equipo).
- Realizar una última inspección a fin de chequear cualquier anomalía previa a la energización.
- Realizar la energización del campo o línea donde se haya realizado el mantenimiento.
- Verificar que todo el campo o línea funcione correctamente desde la sala de mando.
- Realizar un reporte del mantenimiento realizado.

7.3.1.3 Cambio de una pieza dañada de la estructura

Primeramente habrá que determinarse si el cambio es necesario realizarlo a varias unidades o solamente a una de ellas. Por lo general, cuando se necesita hacer cambios, se debe realizar para varias piezas dentro de la estructura.

Deberá también tomarse en cuenta si son piezas que se hallen cercanas a un conductor, por lo que para ello deben tomarse las precauciones adecuadas, además que debe solicitarse la apertura de la línea donde se realizarán los trabajos.

Los pasos generales a seguir durante la sustitución de una pieza de la estructura, cuando se necesita desenergizar la línea, son los siguientes:

- Asegurarse que la línea está desenergizada por medio de un detector de voltaje.
- Aterrizar por medio de seccionadores de puesta a tierra, si hay, el área donde se va a trabajar.
- Aterrizar de forma segura los extremos de las líneas por seguridad.
- Llevar la pieza de reemplazo nueva al área de mantenimiento.
- Retirar la pieza dañada utilizando las herramientas adecuadas para ello, teniendo en cuenta que si se halla a una altura considerable la pieza, se deben tener los accesorios de seguridad colocados, tales como cinchos de sujeción.
- Retirar a una distancia adecuada la pieza dañada.
- Colocar la unidad nueva, con las precauciones respectivas para no dañarla y sobre todo, tomando en cuenta la seguridad del personal. El izaje se realiza por lo general por medio de grúas a menos que las piezas dañadas sean de pequeñas dimensiones.
- Proceder con el ajuste de la tornillería y fijación respectiva de la pieza hacia la estructura.
- Revisar que la pieza haya quedado firmemente sujeta a la estructura.
- Retirar todas las herramientas empleadas durante el ensamblaje.
- Realizar una última inspección, a fin de chequear cualquier anomalía previa a la energización.
- Realizar la energización del campo o línea donde se haya realizado el mantenimiento.

- Verificar que todo el campo o línea funcione correctamente desde la sala de mando.
- Realizar un reporte del mantenimiento realizado.

7.3.1.4 Otras actividades de mantenimiento correctivo

Debido a la naturaleza de los dispositivos y accesorios dentro de los mantenimientos predictivos que se realizan en el patio e infraestructura, resulta poco práctico enumerar y describir todas las actividades, ya que los mantenimientos predictivos en sí, dan la pauta para la realización de las actividades de mantenimiento correctivo necesarias para dar solución a cierto problema.

Esto conduce a tomar como una guía de actividades, la parte de mantenimiento predictivo como el indicativo para actividades del orden correctivo.

8. DESCRIPCIÓN DE LOS COSTOS DEL PROYECTO

Durante la realización del proyecto de E.P.S., denominado “Elaboración de manual de procedimientos de mantenimientos de subestaciones eléctricas, equipo de alta tensión, esquemas de protecciones y comunicaciones” se realizaron diferentes actividades, las cuales tuvieron un costo que más adelante se detalla y explica.

Adicional a esto, se debe agregar que la institución donde se realizó el proyecto, en este caso, ETCEE-INDE, obtuvo beneficios económicos por parte del trabajo realizado. Dichos beneficios pueden ser expresados en cantidades monetarias; sin embargo, existen ciertas actividades en las cuales el beneficio no puede ser determinado de forma puntual por medios monetarios.

8.1 Costo del proyecto

El aporte que se realizó a la ETCEE-INDE, donde se prestó el servicio, consistió fundamentalmente en recopilación de información e investigación de campo. Debido a la naturaleza del proyecto, que es la elaboración de un manual, es difícil determinar un costo económico exacto, ya que no se trata de un proyecto físico en sí.

En cuanto a los costos por transporte y viáticos en salidas a campo, se pueden tomar los siguientes gastos:

Descripción	Transporte/mes Q.	Viáticos/mes Q.
Costo	500.00	250.00
Costos totales	3,000.00	2,000.00

El resultado del costo total del proyecto, en base a gastos personales, es de Q.5,000.00. Adicional a este costo, se puede considerar un gasto de Q.10,000.00 por la realización del manual en sí, sin entrar en consideraciones de los costos anteriormente detallados.

En base a lo anterior, se puede considerar que el costo del proyecto, sin incluir actividades extras, asciende aproximadamente a Q.15,000.00, que es el beneficio obtenido por la empresa en mención.

8.2 Costo de las actividades complementarias

En referencia a las actividades extras aportadas para la empresa beneficiada, se asume un sueldo de un profesional del área de ingeniería eléctrica durante el tiempo de duración del proyecto.

El costo de las actividades complementarias se estima en Q.27,000.00, que se divide en un sueldo de Q.4,500.00 durante los seis meses de duración del proyecto.

8.3 Costo de la supervisión

El costo que se tuvo por parte del supervisor es otro gasto que debe incluirse dentro del costo total del proyecto.

Durante las 3 visitas de supervisión, se asumen los siguientes costos:

	Lugar de la empresa	Gasolina	Viáticos	Depreciación de vehículo	Costo x visita	Costo total
Costo	Villa Nueva, Guatemala	Q.50.00	Q.100.00	Q.400.00	Q.550.00	Q1,650.00

Adicional a esto, debe considerarse el costo indirecto relacionado con el sueldo del supervisor, más prestaciones, que totalizan durante los seis meses Q.48,000.00, dividido en Q.6,000.00 mensuales.

8.4 Costo total del proyecto

Teniendo en cuenta todos los gastos anteriormente detallados, se puede concluir que el costo total del proyecto, incluyendo gastos por parte del supervisor, aproximadamente asciende a Q.90,000.00, beneficio económico obtenido por la empresa mencionada anteriormente.

CONCLUSIONES

1. El manual de procedimiento de mantenimiento de subestaciones eléctricas, equipo de alta tensión, esquemas de protección y comunicaciones puede ser implementado como un documento de normalización de los mantenimientos que se realizan dentro de ETCEE-INDE.
2. El manual de procedimientos de mantenimiento puede ser empleado por otras empresas que cuenten con equipos de similares características a las que se mencionan en el documento, sin esperar cambios significativos en los resultados.
3. El manual de procedimiento provee una ayuda importante en la determinación de los mantenimientos que deben realizarse según la ubicación de la subestación por medio de los datos obtenidos de las condiciones ambientales de los municipios de Guatemala.
4. La mejor forma de realizar mantenimientos es por medio de un manual que hace énfasis en la seguridad del personal, la cual puede ser consultada en este manual de procedimientos.

RECOMENDACIONES

1. Es muy importante que la ETCEE-INDE implemente el manual de procedimientos de mantenimiento, con el fin de normalizar los mantenimientos y su forma de realización a lo largo de todo el país para poder compartir y analizar información de una forma más concisa y concreta.
2. Cualquier empresa que desee contar con una normalización en los mantenimientos de sus equipos de alta tensión es deseable que se refiera a éste o a cualquier otro manual de mantenimientos, con el fin de organizar y normalizar sus actividades.
3. Es importante que todos los mantenimientos que se lleven a cabo sean realizados de la manera más segura posible, tanto para los equipos como para el personal que labora en la empresa, sobre todo.

BIBLIOGRAFÍA

1. Catálogo *ABB protection Relays*
2. Catálogo *Power and Control Cables, Rome Cable Corporation*
3. Charles Simmons, José Tarano, **Clasificación de reconocimiento de los suelos de la república de Guatemala**, Instituto Agropecuario.
4. **Coordinación de aislamiento por descargas atmosféricas en líneas de transmisión**, CFE de México.
5. Especificación CFE G0000-45 **Equipo para mantenimiento, pruebas y diagnóstico de sistemas de control supervisorio y adquisición de datos (SCADA)**, CFE de México.
6. Especificación CFE G0000-62 **Esquemas normalizados de protecciones para transformadores de potencia**, CFE de México.
7. Especificación CFE L0000-06, **Coordinación de aislamiento**, CFE de México.
8. Especificación CFE U4000-10 **Equipo de onda portadora para líneas de alta tensión**, CFE de México.
9. Especificación CFE-V4200-CFE-25, **Seccionadores en aire de 15.5kV a 123kV**
10. Especificación CFE-V4200-CFE-12, **Seccionadores en aire de 72.5kV a 420kV**
11. Especificación CFE VH000-11 **Restauradores (Reclosers)**, CFE de México.
12. Especificación INDE K0000-06 **Transformadores de potencia de 10MVA y Mayores**, INDE.
13. Especificación K0000-20-1999 **Transformadores de potencia menores a 10MVA**, INDE
14. Especificación INDE K0000-06 **Transformadores de potencia de 10MVA y Mayores**, INDE.
15. Especificación del INDE NRF-022-CFE-2002, **interruptores de potencia de 72.5kV a 420kV**, INDE.

16. Especificación del INDE NRF-003-CFE-2000, **Pararrayos de óxidos metálicos para subestaciones**, INDE
17. Especificación K0000-20-1999 **Transformadores de potencia menores a 10MVA**, INDE
18. Folleto informativo **Notas sobre transitorios electromagnéticos**
19. Folleto *Installation/maintenance Instructions for Transformers*
20. **Guía de operación y mantenimiento de transformadores**, CFE de México.
21. **Guía para pruebas de baterías**, Megger.
22. *Ground Resistance Testers Model 44500*, AEMC Instruments
23. INSIVUMEH, www.insivumeh.gob.gt, Departamento de Hidrología.
24. **Interpretación de las características de los relevadores de protección para líneas**, CFE de México.
25. Libro de referencia de interruptores *Reference Book on High Voltage Circuit Breakers*, Doble Engineering Company, Watertown, Massachusetts.
26. Libro de referencia de pararrayos *Reference Book on Arrester Field Test Guide*, Doble Engineering Company, Watertown, Massachusetts
27. Manual de pruebas *General Reference Book*, Doble Engineering Company, Watertown, Massachusetts.
28. **Manual del fabricante del equipo de mediciones micro-ohmetro AEMC 5600**
29. Manual del fabricante del equipo de pruebas de esquemas de protección: *Omicron Test Universe*
30. Manual del fabricante: *SEL-321/321-1 Relay*, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc
31. Manual del fabricante: *SMG UM3B Model Medidor para resistencia de devanados de transformadores*.

32. Manual del fabricante: *User manual LCMII, TransiNor As*
33. Martín, Raúl, **Diseño de Subestaciones eléctricas**, Editorial McGraw-Hill-interamericana de México
34. Norma ANSI/IEEE C57.12.00-1980, *American Standard, General Requirements for Liquid-immersed Distribution, power, and Regulating Transformers.*
35. Norma ANSI/IEEE C57.12.00-1980, *American Standard, Test Code for Liquid Immersed Distribution, power, and regulating transformers and guide for short- circuit testing of distribution and power transformers.*
36. Norma ANSI/IEEE C57.15-1986, *IEEE Standard Requierements, Teminology, And Test Code for Step-Voltage and Induction-Voltage Regulators*
37. Norma ANSI/IEEE Std 81-1983 *IEEE Guide for measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Ground System*
38. Norma ANSI/IEEE Std 4-1995 *IEEE Standards Technics for High Voltage Testing*
39. **Norma ASTM d 1500 para escala de colores**
40. Norma IEC-495-1974 *Recommended Values for Characteristic Input and Output Quantities of Single Sideband ---Power Line Carrier Terminals.*
41. Norma *IEEE 81-1983 IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Ground System*
42. Norma IEEE Std 902-1998 *IEEE guide for Manteinance, Operation, and Safety of Industrial and Commercial Power Systems.*
43. **Normas ANSI/IEEE**
44. **Normas ASTM**
45. **Normas IEC**
46. **Normas NEC**
47. **Normas NTDROID**

48. Página de Internet www.inde.gob.gt
49. **Principios de operación y ajustes de protecciones en sistemas de transmisión,**
CFE de México.
50. **Regeneración de aceites aislantes para transformadores,** SEESA, México
51. *Surge arrester monitor application of LCM, TransiNor*

APÉNDICE A.

TABLA DE DATOS DE LOS MUNICIPIOS DE LA REPÚBLICA DE GUATEMALA DONDE SE UBICAN LAS SUBESTACIONES

DEPTO.	MUNICIPIO	MATERIAL MADRE	RELIEVE	DOMINANTE
ESCUINTLA	TIQUISATE	Ceniza de aluvión volcánica oscura	Casi plano	0-2%
ESCUINTLA	PALÍN	Toba volcánica	Muy inclinado	40-60%
ESCUINTLA	ESCUINTLA	Lahar, pedregoso	Suavemente inclinado a inclinado	8-10%
SANTA ROSA	CHIQUIMULILLA	Materiales volcánicos mezclados	Casi plano	0,005
ESCUINTLA	SANTA LUCIA COTZ.	Materiales volcánicos de color oscuro o mezclados	Levemente inclinado	2-22%
SUCHITEPÉQUEZ	PATULUL	De material volcánico a suelos arenosos	De casi plano a leve	2-20%
SUCHITEPÉQUEZ	SANTO TOMÁS LA UNIÓN	Materiales volcánicos de color claro o volcánico mezclado	De leve a regular	2-25%
SUCHITEPÉQUEZ	CUYOTENANGO	Ceniza volcánica de color claro	muy suavemente inclinado	5-10%
SUCHITEPÉQUEZ	MAZATENANGO	Ceniza volcánica de color claro	a ondulado muy suavemente inclinado	2-5%
RETALHULEU	CHAMPERICO	Ceniza volcánica de color claro	Casi plano (depresional)	0-2%
RETALHULEU	SANTA CRUZ MULÚA	Ceniza volcánica de color claro, pomáceo, flujo volcánico	Suavemente inclinado	0.5-22%
RETALHULEU	SAN SEBASTIÁN	Lodoso Ceniza volcánica de color claro, pomáceo, flujo volcánico	De suave a inclinado	1-22%
RETALHULEU	SAN FELIPE	Lodoso Ceniza volcánica de color claro, pomáceo, flujo volcánico	De suave a inclinado	2-22%
QUETZALTENANGO	SANTA MARIA	Lodoso. Cenizas volcánicas misceláneas Ceniza volcánica de color claro	Escarpado	25-30%
QUETZALTENANGO	ZUNIL	Volcánico de color claro y mezclado	de inclinado a escarpado	2-30%
QUETZALTENANGO	LA ESPERANZA	Ceniza volcánica clara	de casi plano a escarpado	25-30%
QUETZALTENANGO	COATEPEQUE	Ceniza volcánica de color claro y oscuro	casi plano	0,005
QUETZALTENANGO	SAN FRANCISCO LA UNION	Ceniza volcánica de color clara, pomáceo y cementada	escarpado	25-30%
QUETZALTENANGO	QUETZALTENANGO	Ceniza volcánica de color claro	casi plano	0-3%
HUEHUETENANGO	SAN PEDRO SOLOMA	Ceniza volcánica de color claro y grano fino	ondulado a muy ondulado	3-7%
HUEHUETENANGO	SAN IDELFONSO IXTAHUACAN	Ceniza volcánica de color claro, serpentina, granito, gneis	escarpado	25-30%
HUEHUETENANGO	JACALTENANGO	Caliza, piedra arenisca, esquisto arcilloso	fuertemente ondulado	15-25%
HUEHUETENANGO	SANTA CRUZ BARILLAS	Miscelánea, suelos de tierras bajas y caliza	De casi plano a escarpado	0.5-30%
HUEHUETENANGO	HUEHUETENANGO	Ceniza volcánica pomáceo clara, cementada clara, Serpentina, granito, gneis	Ondulado	3-7%
QUICHÉ	SANTA CRUZ DEL QUICHÉ	Ceniza volcánica cementada de color claro	Fuertemente ondulado	10-20%
QUICHÉ	ZACUALPA	Ceniza volcánica de color claro	Escarpado	50-60%
ALTA VERAPAZ	SANTA MARIA CAHABON	de las tierras bajas de Petén y parte caliza	De casi plano a escarpado	0.5%-30%
ALTA VERAPAZ	COBAN	Caliza	Ondulado a inclinado	15-20%
ALTA VERAPAZ	CHISEC	cerros de caliza y tierras bajas de Petén	De casi plano a escarpado	0.5%-30%
ALTA VERAPAZ	TACTIC	cerros de caliza y serpentina	Escarpado	25-30%
BAJA VERAPAZ	RABINAL	Ceniza volcánica, serpentina y esquisto ondulosos		3-7%
BAJA VERAPAZ	SALAMA	Ceniza volcánica, serpentina y esquisto	Ondulado	3-7%

GUATEMALA	SANTA CATARINA PINULA	Toba breccia de color claro	Escarpado	10-20%
GUATEMALA	GUATEMALA	Ceniza volcánica (pomáceo) De color claro	Casi plano	0-2%
GUATEMALA SACATEPÉQUEZ	VILLA NUEVA ANTIGUA GUATEMALA	Materiales volcánicos, de color oscuro a normal. Clases misceláneas de terreno Clases misceláneas de terreno, volcánicas	De casi plano a ondulado Ondulado	0,2 3-7%
TOTONICAPÁN	TOTONICAPAN	de color claro pomáceo Ceniza a roca volcánica de color Claro	Suavemente ondulado A escarpado De inclinado a escarpado	5-25%
SOLOLÁ	SOLOLA	Ceniza volcánica de color claro Clases misceláneas de terreno, ceniza volcánica de color claro. Roca	Levemente inclinado	3-30%
CHIMALTENANGO EL PROGRESO	CHIMALTENANGO SANARATE	Ceniza volcánica clara, serpentina, esquisto	Levemente inclinado	3-7%
EL PROGRESO	EL JICARO	Arcilloso, piedra caliza Esquisto arcilloso, piedra caliza, ceniza volcánica pomáceo de color claro, cementada	Levemente inclinado	3-7%
EL PROGRESO	EL RANCHO	Esquisto, esquisto arcilloso, roca de esquisto, serpentina	Levemente inclinado	3-7%
ZACAPA	USUMATLAN	piedra caliza Esquisto, esquisto arcilloso, roca de esquisto, serpentina	Levemente inclinado	3-7%
ZACAPA	ZACAPA	caliza, mármol Esquisto, esquisto arcilloso, roca de esquisto, serpentina	Levemente inclinado	3-7%
ZACAPA	RIO HONDO	caliza, mármol Esquisto, esquisto arcilloso, roca de esquisto, serpentina	Levemente inclinado	3-7%
IZABAL	EL ESTOR	caliza, mármol clases misceláneas de terreno ceniza volcánica pomáceo clara y cementada, ceniza volcánica fina, debris de caliza, caliza, serpentina Granito, gneis intemperizado, mármol, arcilla esquistosa	Casi plano. Poco ondulado Hasta escarpado	0.5-30%
IZABAL	MORALES	Esquisto Ceniza volcánica pomáceo clara y cementada, arcilla	casi plano	0.5%-7%
IZABAL	RIO DULCE	Esquistosa, esquisto, serpentina, piedra caliza o mármol Ceniza volcánica pomáceo clara y cementada, caliza	de casi plano a escarpado	0.5%-30%
IZABAL	PUERTO BARRIOS	Arcilla esquistosa, esquisto, serpentina, granito o gneis intemperizado, clases misceláneas de terreno arcilla esquistosa, esquisto, piedra caliza o mármol	de casi plano a escarpado	0.5-30%
CHIQUIMULA	CHIQUIMULA	clases misceláneas de terreno Ceniza volcánica de color claro, toba, breccia, porfido andesita, breccia, clases misceláneas de terreno	De casi plano a escarpado	3%-30%
CHIQUIMULA	IPALA	ceniza volcánica clara, toba, breccia de color claro, granito, gneis intemperizado, andesita, breccia con algún máfico, lava máfica, lahar con material máfica	De suave a escarpado	0.5-30%

CHIQUIMULA	QUETZALTEPEQUE	Ceniza volcánica de color claro. cementada, toba, breccia, porfido andesita, breccia	de casi plano a escarpado	3%-30%
JUTIAPA	EL PROGRESO	Toba, breccia con material máfico, lava máfica, ceniza	De casi plano a inclinado	3-20%
JUTIAPA	MOYUTA	Volcánica máfica cementada y suelta, escoria, Ceniza volcánica, Máfica	Muy inclinado	30-50%
JUTIAPA SANTA ROSA	JUTIAPA BARBERENA	De la altiplanicie central, materiales volcánicos de color claro, materiales mixtos de color oscuro, toba, breccia, clases misceláneas de terreno débilmente cementada Lahar pedregoso	De casi plano a ondulado muy ondulado a inclinado	3-20% 15-20%
SANTA ROSA SANTA ROSA	CUILAPA	Lahar de color oscuro	escarpado	40-50%
	PUEBLO NUEVO VIÑAS	De la altiplanicie central y declive del pacifico materiales volcánicos mezclados o de color oscuro.	De casi plano a inclinado	3-25%
PETÉN	POPTÚN	Residuos de roca caliza	Plano	0-3%
PETÉN	SANTA ELENA	Residuos de roca caliza. Esquisto aluvial	Plano	0-3%
SAN MARCOS	TEJUTLA	Suelos de los bosques con roca caliza suave Suelos volcánicos de montañas. Suelos de la altiplanicie	De casi plano a escarpado	3%-30%
SAN MARCOS	SAN MARCOS	Central ceniza volcánica de color claro, pomáceo o andesita	Fuertemente ondulado	25-30%
SAN MARCOS	TACANA	ceniza volcánica de color claro Granito; gneis	Escarpado Fuertemente ondulado escarpado	25-30%
SAN MARCOS	MALACATAN	Pacifico, ceniza volcánica de color claro, intemperizada	De casi plano a inclinado	0.5%-20%
SAN MARCOS	TAJUMULCO	Suelos volcánicos de montañas. ceniza volcánica micacea de grano fino y color claro	Fuertemente ondulado escarpado	25-30%
JALAPA, JALAPA	MATAQUESCUINTL A JALAPA	Ceniza volcánica de color claro	Escarpado	15-25% 40-60%

	TEXTURA Y CONSISTENCIA	ESPESOR APROX.	PELIGRO DE EROSIÓN	ALTURA SNM	Resistividad
TIQUISATE, ESCUINTLA	Franco arenoso fina a franca; suelta	40-50cm	Baja	0-50m	ND
PALÍN, ESCUINTLA	Franco arenosa, pedregosa; friable	20-30cm	muy alta	900-1500m	20-2000
ESCUINTLA, ESCUINTLA	Franca, friable	40-50cm	Alta	300-900m	300-3000
SANTA LUCIA COTZ. , ESCUINTLA	franco arcillosa-limosa, franco arenoso	suelos profundos	Variable	100-900m	20-250
	Fino. Arena gruesa				
PATULUL, SUCHITEPÉQUEZ	Franca arenosa	Poco profundo	Variable	100-600m	20-2000
SANTO TOMÁS LA UNIÓN, SUCHITEPÉQUEZ	Franco arenoso, franco	de poco a profundos	de alta a muy alta	300-1500m	20-2000
CUYOTENANGO, SUCHITEPÉQUEZ	Franco arcillosa; friable	30cm	Mediana	0-900m	60-250
MAZATENANGO, SUCHITEPÉQUEZ	Franco limosa; friable	60cm.	Ligera	0-100m	20-100
CHAMPERICO, RETALHULEU	Arcilla; muy plástica	100cm	muy baja	0-100m	50
SANTA CRUZ MULUA, RETALHULEU	Franco limosa, franca fina, arcillosa,	Profundo	Variable	0-300m	20-500
	Franco arcillosa				
SAN SEBASTIÁN, RETALHULEU	Franca, franca fina, franca arenosa	poco a profundo	Variable	100-600m	20-2000
SAN FELIPE, RETALHULEU	Franco limosa, franca fina, franca arenosa	de poco a profundo	Variable	300-900m	20-2000
SANTA MARÍA, QUETZALTENANGO	Franca, franca arenosa	poco a profundo	de alta a muy alta	2100-2700m	20-2000
ZUNIL, QUETZALTENANGO	Franco arenosa, franco limosa	de poco a profundo	Variable	1500-2700	20-2000
LA ESPERANZA, QUETZALTENANGO	Franco arenoso fino	50-75cm.	Leve	2100-2700	20-2000
COATEPEQUE, QUETZALTENANGO	Franco arcillosa, franco limosa, franco	Profundos	Ligera	0-600	20-2000
	arenosa fina, franco				
SAN FRANCISCO LA UNIÓN, QUETZALTENANGO	Franco arcillosa, franco arenosa fina	poco profundos	Alta	2700-3600	20-2000
QUETZALTENANGO, QUETZALTENANGO	Franco arenoso fina; firme	50-75cm.	Leve	2100-3600	20-2000
SAN PEDRO SOLOMA, HUEHUETENANGO	Franca; friable	30cm.	Regular	900-2700	ND
SAN IDELFONSO IXTAHUACÁN, HUEHUETENANGO	Franco arcillosa; friable	poco profundos	muy alta	900-2700	60-250
JACALTENANGO, HUEHUETENANGO	Franco arcillosa; friable	30cm.	muy alta	900-2100	60-250
SANTA CRUZ BARILLAS, HUEHUETENANGO	Franco arenoso	poco profundo	de alto a muy alto	600-2700	20-2000
HUEHUETENANGO, HUEHUE.	Franco arcilloso, arenoso	de poco a profundo	Alta	1500-2100	20-2000
SANTA CRUZ DEL QUICHE, QUICHÉ	Franco arcillo arenoso; friable	20cm	Alta	1500-2700	50-500
ZACUALPA, QUICHÉ	Franco arenosa; suelta	10cm	muy alta	900-2100	20-2000
SANTA MARÍA CAHABÓN, ALTA VERAPAZ	de franco arenoso a arcilla esquistosa	de poco a profundos	Alta	100-1500	20-2000
COBÁN, ALTA VERAPAZ	Franco arcillosa a arcillosa; friable	35cm	Alta	50-1500	60-250
CHISEC, ALTA VERAPAZ	de franco arenoso a arcilla esquistosa	poco profundos	Alta	100-900	20-5000
TACTIC, ALTA VERAPAZ	esquisto y esquisto arcilloso	de poco a profundos	de alta a muy alta	900-2100	100-5000
RABINAL, BAJA VERAPAZ	franco arcilloso, franco arenoso	poco profundo	Variable	900-2100	20-2000

	fino, arenoso					
SALAMÁ, BAJA VERAPAZ	Arena franco fina; suelta	20cm	Regular	600-2700	20-2000	
SANTA CATARINA PINULA, GUATEMALA	Franco limosa, gravosa; friable	20-30cm	Alta	900-2700	20-250	
VILLA NUEVA, GUATEMALA	franco arenoso, arcilloso	Profundos	Alta	900-1500	20-2000	
ANTIGUA GUATEMALA, SACATEPÉQUEZ	franco arcillosa, franco, arenosa	Profundos	Variable	1500-2100	20-2000	
TOTONICAPÁN, TOTONICAPÁN	Franca, turbosa; friable	30-70cm	Alta	2100-3600	5-100	
SOLOLÁ, SOLOLÁ	franco arcillosa, arenosa, franco	Profundos	Alta	1500-2700	20-2000	
CHIMALTENANGO, CHIMALTENANGO	franco arcillosa, franco arenosa fina	de poco a profundos	Alta	900-2100	20-3000	
SANARATE, EL PROGRESO	franco arenosa fina, franco arcillosa	de poco a profundos	Alta	100-1500	20-5000	
	franco arenosa, arcillosa, franca, arcilla					
	Esquistosa					
EL JÍCARO, EL PROGRESO	Caliza y esquisto arcilloso. Arenoso	de poco a profundos	Alta	100-900	20-5000	
EL RANCHO, EL PROGRESO	franco limosa, franco arcillosa, franco	poco profundo	Alta	100-3600	20-5000	
	arenosa, franco esquistosa, franco					
USUMATLÁN, ZACAPA	franco limoso-arcilloso y arenoso, franca	poco a profundo	muy alta	100-2100	20-5000	
	Arcilla					
ZACAPA, ZACAPA	franco limoso-arcilloso y arenoso, franca	de profundo a poco profundos	Alta	100-2100	20-5000	
	Arcilla					
RIO HONDO, ZACAPA	franco arcilloso, arenosa, franco, arcillosa	de profundo a poco profundos	de alta a muy alta	100-2100	20-5000	
	arcilla esquistosa					
EL ESTOR, IZABAL	franco arcillosa, arenosa, franco franco limosa, arcilla plástica, franco arenoso	poco profundos	de alta a muy alta	0-900	20-10000	
	arcilla, franco arenosa fina					
MORALES, IZABAL	Esquisto y arcilla esquistosa	de poco a profundo	de alta a muy alta	0-900	60-5000	
RIO DULCE, IZABAL	Esquisto y arcilla esquistosa, caliza	poco profundo	de alta a muy alta	0-1500	60-10000	
PUERTO BARRIOS, IZABAL	franco limosa, franco arcillosa	de poco a profundos	de alta a muy alta	0-1500	20-5000	
CHIQUIMULA, CHIQUIMULA	franco arenoso fino, arcilla, franco limo-granoso, franco arcilloso fino	de poco profundo a profundo	de alta a muy alta	300-1500	20-2000	
	arcilla esquistosa					
IPALA, CHIQUIMULA	franco arenoso fino, arcilla, franco limo-granoso, franco arcilloso fino	poco profundo	Variable	300-1500	20-10000	
	pedregoso, arcilla pedregosa, franco					
	arcillo-arenosa, arcilla plástica					
QUETZALTEPEQUE, CHIQUIMULA	esquisto arcilloso, piedra caliza	poco profundos	de alta a muy alta	300-2100	100-5000	

JUTIAPA, JUTIAPA	Franco limosa; friable, franco limosa fina franco limo-gravosa, franco arcillosa moderadamente plástica a suelta. Arcillo pedregosa esquisto arcilloso, caliza, esquisto	poco profundo	Variable	600-2100	20-3000
EL PROGRESO, JUTIAPA	Franco arcillosa; moderadamente plástica a suelta, arcillo pedregosa, franco limosa;	de poco a profundo	Alta	900-1500	20-3000
MOYUTA, JUTIAPA	Franco limosa; friable	40-60cm	Alta	0-1500	20-100
CHIQUMULILLA, SANTA ROSA	pesada, arenoso	suelos profundos	Baja	50-100m	20-2000
BARBERENA, SANTA ROSA	Franco arcillosa; friable	40-50cm	Alta	900-1500	60-3000
CUILAPA, SANTA ROSA	Franca; friable	25-35cm	Alta	300-1500	ND
PUEBLO NUEVO VIÑAS, SANTA ROSA	Arcillosa, pedregosa; friable, franco limosa	de poco a profundo	Alta	300-2100	20-3000
SAN LUIS, PETEN	Franco arcillosa, franca; friable	30-40cm	Baja	100-900	60-5000
SANTA ELENA, PETEN	Franco arcillosa; mod. friable arcilla limosa, arcilla plástica, caliza	poco profundos	muy alto	100-300	100-5000
TEJUTLA, SAN MARCOS	esquistos arcillosos y calcáreos Arena franca; friable. Franco arcilloso	Profundos	Alta	2100-3600	20-2000
SAN MARCOS, SAN MARCOS	arena franca, franca turbosa	Profundos	de media alta	2100-3600	5-2000
TACANA, SAN MARCOS	arena franca, franca turbosa franco arenosa, pedregosa, suelta	de poco a profundos	de media alta	2100-3600	5-3000
MALACATÁN, SAN MARCOS	franco limosa. Franco arenosa fina franco arcillo-limosa; friable	Profundos	de ligero a regular	300-900	20-2000
TAJUMULCO, SAN MARCOS	arena franca, franca turbosa franco arcillo-limosa	de poco a profundos	de media alta	900-3600	5-2000
MATAQUESCUINTLA, JALAPA	franco limosa; friable	25cm	muy alta	900-2100	20-100
JALAPA, JALAPA	franco arenoso fino; suelta a friable	10-15cm	Alta	900-2100	20-2000

APÉNDICE B.
INTRODUCCIÓN A SEGURIDAD
ELÉCTRICA

APÉNDICE B. INTRODUCCIÓN A SEGURIDAD ELÉCTRICA

La norma NFPA 70E-1995 define como peligro eléctrico una condición tal que, debido al contacto inadvertido o sin intención, o falla de equipo puede resultar en choque, quemadura por arco eléctrico, quemadura térmica o explosión. La seguridad eléctrica es definida por la norma NFPA 70E-1995, como reconocimiento de peligro asociados con el uso de energía eléctrica y la toma de precauciones que estos peligros no causen heridas o la muerte.

Razones para practicar la seguridad eléctrica

Hay al menos tres buenas razones para practicar la seguridad eléctrica:

- A) Razones personales, las cuales afectan a todos como cuidados individuales y empleadores.
- B) Razones Comerciales, porque la seguridad hace un buen sentido de los negocios.
- C) Razones Regulatorias y Legales, debido a que las violaciones pueden resultar en multas.

Consideraciones personales

La primera razón para practicar la seguridad eléctrica es la vía adversa en la que nosotros estamos personalmente afectados por accidentes eléctricos, especialmente sabiendo que la mayoría son evitables. Incluso si nosotros no nos lastimamos puede aun profundamente afectarnos y herirnos emocionalmente, si un familiar o amigo es herido o muerto.

Consideraciones comerciales

La segunda razón para practicar la seguridad eléctrica es el hecho que la seguridad hace un buen sentido de los negocios. La línea inferior de la mayoría de los negocios es mantener los costos bajos y las ganancias altas. Si un daño serio por electricidad, muerte, o daño a la propiedad ocurre en una instalación como resultado de condiciones o actos inseguros, esto le cuesta a la compañía grandes cantidades de dinero en vías tangibles e intangibles.

Consideraciones legales y requerimientos regulatorios

La tercera razón para practicar la seguridad eléctrica es el hecho de que existen leyes que mandan ciertos requerimientos para seguridad eléctrica y protección contra incendios. El romper estas reglas significa multas para las compañías y posiblemente incluso prisión para los administradores del personal.

Uso de equipo y métodos de protección y herramientas

No importa que tan buenas sean las condiciones del lugar de trabajo ni que también este entrenado el personal, de una u otra forma, las cosas a veces salen mal cuando menos se lo esperan. Así que, además de un buen ambiente de trabajo y controles de seguridad prácticos, es sabio usar otras medidas de protección (por sí acaso). Cada trabajo debería ser evaluado para determinar que equipo de protección y herramientas deberían disminuir el riesgo de daño a la persona.

Requerimientos de una instalación segura

Los instaladores deberían de seguir los siguientes parámetros para asegurarse que una instalación es eléctricamente segura:

- A) Instalar el equipo de acuerdo a diagramas de operación, instrucciones del fabricante y otros documentos de diseño.
- B) Conocer los requerimientos de la NEC, o de las leyes que rijan según el país.
- C) Instalar el equipo de una forma apropiada.

Reparación y reemplazo de partes

Cuando un mantenimiento requiere reparación o reemplazo de partes, es importante tener en mente las consecuencias del potencial de seguridad de un trabajo mediocre. Esto puede negar características de seguridad que eran una parte del diseño original.

Personal calificado debería desarrollar las reparaciones de acuerdo con instrucciones y diagramas del fabricante. Al usar personal no calificado para desarrollar reparaciones, es una llamada a problemas.

Usando una parte de reemplazo equivocado del equipo puede también negar las características de seguridad originales. Asegúrese de revisar la literatura del fabricante para el reemplazo de partes apropiadas. Sea cauteloso al adquirir partes de dudosa calidad, tenga cuidado en no utilizarlas. Conozca a sus proveedores y donde consiguen sus repuestos.

Cuando un repuesto apropiado ya no está disponible, pregunte al fabricante original por una recomendación. Muchas veces lo recomendable, si se trata de un equipo viejo, es reemplazarlo por uno nuevo para evitar problemas repetitivos.

Distancias mínimas de seguridad legales

En concordancia con lo detallado anteriormente, en ETCEE-INDE se emplean las distancias de seguridad reguladas en la norma NTDOID de la comisión Nacional de Energía Eléctrica, las cuales detallan las libranzas para trabajadores en subestaciones que requieran mantenimiento.

La norma 22.2 de la NTDOID establece para las distancias de seguridad que:

“**Artículo 22.2** Se deberá mantener una distancia mínima de seguridad para evitar que ocurran daños personales y materiales por contacto de líneas eléctricas energizadas con personas, equipos, instalaciones o superficies. En una subestación se deberá prevenir el contacto entre:

- Componentes energizados y trabajadores (personas en general);
- Componentes energizados entre si, por ejemplo, línea a línea;
- Componentes energizados a tierra;
- Componentes energizados y edificios u otras estructuras;
- Componentes energizados u otras instalaciones conductoras;
- Distancias mínimas de seguridad a partes energizadas descubiertas:

Todas las partes energizadas que operen a una tensión a una tensión mayor a 150V a tierra sin recubrimiento aislante adecuado, deberán protegerse de acuerdo con su tensión contra el contacto accidental de personas, ya sea que usen resguardos especiales o bien localizando las partes energizadas respecto a los sitios donde se pueda circular, o trabajar personas, a una altura y con una distancia horizontal igual o mayor que las indicadas en la tabla No. 15, columnas 3 y 4 respectivamente.”

Distancias mínimas a partes energizadas descubiertas

1 Máxima Tensión de diseño entre fases	2 Nivel Básico de Aislamiento al Impulso (BIL)	3 Altura mínima	4 Distancia Horizontal mínima	5 Distancia mínima de resguardo a partes energizadas
kV	kV	m	m	m
0.151-0.6	--	2.64	1.02	0.050
2.4	--	2.67	1.02	0.076
7.2	95	2.69	1.02	0.101
15	95	2.69	1.02	0.101
15	110	2.74	1.07	0.152
25	125	2.77	1.09	0.177
25	150	2.82	1.14	0.228
35	200	2.90	1.22	0.304
48	250	3.00	1.32	0.406
72.5	250	3.00	1.32	0.406
72.5	350	3.18	1.50	0.584
121	350	3.18	1.50	0.584
121	550	3.53	1.85	0.939
145	350	3.18	1.50	0.584
145	550	3.53	1.85	0.939
145	650	3.71	2.03	1.117
169	550	3.53	1.85	0.939
169	650	3.71	2.03	1.117
169	750	3.91	2.24	1.320
242	550	3.53	1.85	0.939
242	650	3.71	2.03	1.117
242	750	3.91	2.24	1.320
242	900	4.19	2.51	1.600
242	1050	4.52	2.84	1.930

Nota:

1) Los valores de la columna 5 no fijan un requisito para diseñar el equipo, sino que fijan una norma misma para la instalación del resguardo. Por ejemplo, no es su propósito que se apliquen al espacio entre las partes energizadas y paredes de celdas metálicas, compartimientos o similares, ni al espacio entre barras colectoras y sus soportes, ni entre cuchillas y sus bases, ya que en estos casos intervienen múltiples factores que deciden el diseño del fabricante.

Fuente: Normas NTDOID, Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Pág. 34

Además de estas distancias, la NTDOID establece distancias específicas de seguridad para trabajar en una subestación eléctrica, entre las cuales encontramos las siguientes tablas y diagramas:

“Artículo 41. Distancias mínimas de aproximación: Los trabajadores de las empresas distribuidoras no deben aproximarse, o permitir que se aproximen otras personas, a cualquier objeto conductor a una distancia menor que la permitida por la Tabla No.18, a menos que cumpla con uno de los siguientes requisitos:

- 1) La línea o parte de ella está desenergizada;
- 2) El trabajador está aislado de la línea energizada. Equipo de protección aislado de acuerdo a la tensión de operación debe ser utilizado por el trabajador.”

Distancias mínimas de aproximación del trabajador para trabajar en partes energizadas expuestas a corriente alterna

TENSIÓN DE FASE A FASE (kV)	DISTANCIA MINIMA DE APROXIMACION FASE A TIERRA (m)	DISTANCIA MINIMA DE APROXIMACION FASE A FASE (m)
0 - 0.300	Evitar contacto	Evitar contacto
0.301 - 0.750	0.31	0.31
0.751 - 15	0.65	0.67
15.1 - 36	0.77	0.86
36.1 - 46	0.84	0.96
46.1 - 121	1.00	1.29
138 - 145	1.09	1.50
161 - 169	1.22	1.71
230 - 242	1.59	2.27
345 - 362	2.59	3.80
500 - 550	3.42	5.50
765 - 800	4.53	7.91

Fuente: Normas NTDROID, Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Pág. 50

Factores de corrección por altura.

Las distancias dadas en la tabla No. XVIII deben ser utilizadas para elevaciones de hasta 900 msnm, para elevaciones mayores deben utilizarse los factores de corrección indicados en la tabla No. XIX.

Factores de corrección por altura

Altitud (msnm)	Factor de Corrección
900	1.00
1200	1.02
1500	1.05
1800	1.08
2100	1.11
2400	1.14
2700	1.17
3000	1.20
3600	1.25
4200	1.30

Fuente: Normas NTDROID, Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Pág. 51

Las distancias de seguridad en subestaciones pueden determinarse a partir de ecuaciones que describen los espacios libres que permiten circular y efectuar maniobras dentro de una subestación, sin que exista riesgo para sus vidas y con un mínimo de operaciones durante las maniobras de trabajo.

Las ecuaciones que expresan las distancias mínimas de seguridad son las siguientes:

$$d_h = d_{f-t} + 0.9$$

$$d_v = d_{f-t} + 2.25$$

Donde:

d_h = Distancia horizontal en metros que debe respetarse en todas las zonas de seguridad.

d_v = Distancia vertical, en metros, que también debe respetarse en toda la zona de circulación y nunca debe ser menor de 3 m.

d_{f-t} = Distancia mínima de fase a tierra correspondiente al BIL de la zona

A continuación se presenta una tabla con datos de referencia para diferentes niveles de tensión, en subestaciones de 69kV, 138kV, 230kV y 400kV que son las que actualmente maneja ETCEE-INDE, y a diferentes altitudes sobre en nivel del mar.

Distancias mínimas de seguridad en función de la tensión y la altitud de la subestación a BIL pleno

Tensión	altitud	altitud	Altitud
	Hasta 1000msnm	De 1000 a 2000msnm	De 2000 a 3000msnm
69kV			
d_h	1.57m	1.77m	1.96m
d_v	3m	3.38m	3.75m
138kV			
d_h	1.94m	2.19m	2.43m
d_v	3.30m	3.71m	4.13m
230kV			
d_h	2.88m	3.24m	3.60m
d_v	4.24m	4.77m	5.30m
400kV			
d_h	3.70m	4.16m	4.63m
d_v	5.05m	5.68m	6.31m

A continuación se presenta la tabla de libranzas que se emplea en ETCEE-INDE para el diseño de subestaciones:

LIBRANZAS QUE SE UTILIZAN EN DISEÑO DE SUBESTACIONES

LIBRANZA A TIERRA			TABLA I				LIBRANZA ENTRE FASES				TABLA II			
CLASE KV			LIBRANZA A TIERRA PARA PARTES RIGIDAS.		LIBRANZA ENTRE CONDUCTORES AEROS Y EL SUELO DENTRO LA S/E SEGURIDAD DE PERSONA		LIBRANZA ENTRE CONDUCTORES Y ACCESOS DE VEHICULOS DENTRO LA S/E		REPARACION MINIMA ENTRE FASES (O PARTES VIVAS) PARA PARTES RIGIDAS METAL.	SECCIONADOR DE APERTURA VERTICAL Y CAL, DOBLE APERTURA LATERAL Y SOPORTES DE BARRA.	SECCIONADOR DE APERTURA LATERAL UNICA.	SECCIONADOR DE APERTURA DEL CENTRO A UN LADO.	SECCIONADOR CON CUENCO DE ARGUED.	
DISEÑO MAXIMO	NOMINAL	BIL	RECOMEN DADA.	MINIMA DADA.	RECOMEN DADA.	MINIMA DADA.	RECOMEN DADA.	MINIMA DADA.	DAS METAL A METAL.	MEDIDAS RECOMENDADAS DE CENTRO A CENTRO				
15.5	13.8	110	25	18	305	274	640	610	31	61	76	76	92	
38.0	34.5	200	38	33	335	305	671	671	46	91	122	122	152	
72.5	69	350	74	64	366	335	701	701	79	152	185	185	213	
145	138	650	134	127	427	396	762	782	160	244	335	335	366	
242	230	1050	230	211	488	488	854	854	267	396	549	549	549	

Fuente: ETCEE-INDE, Laboratorio de Pruebas

ANEXOS

SUBESTACIONES DEL S.N.I. DE ETCEE-INDE

No.	Subestación Región Central	Ubicación	Transformación (KV)		Voltaje en Barras (KV)		Potencia (MVA)	Tipo	Configuración	No. Barras	No. Buses
			ión (KV)	ión (KV)	Barras (KV)	Barras (KV)					
1	Escuintla II	Escuintla	230/69,	230/138	230	230, 138,	70/100, 3x50	Mixta	Barra sencilla + transferencia doble barra + acople para 230kV	2	7
2	Escuintla I	Escuintla	230/138		69			Mixta	doble barra + acople + transferencia para 69kV barra sencilla para 138kV	6	16
3	Guate Este	Santa Catarina Pinula	230/69		230	2x230,	3x65	Mixta	barra doble + acople	2	4
4	Guate Norte	Guatemala	230/69		2x69	2x69	2 de 3x50	Mixta	doble barra + acople para 230kV	4	10
5	Guate Sur	Villa Nueva	230/69, 69/138		230, 138, 69	100, 3x50, 2de 3x25		Mixta	doble barra +acople para 69kV doble barra + acople para 230kV y 69kV 2 barras sencillas + acople para 138kV	6	17
	Subestación Región Occidente										
1	Los Brillantes	Muluá	230/69		2x69, 2x230	3x35/50		Mixta	barra sencilla + transferencia + acople	4	6
2	Chimaltenango	Chimaltenango	2 de 69/34.5		69, 34.5	20/28, 5/7		Variadora de Tensión	barra sencilla + bypass	3	9
3	Coatepeque	Coatepeque	69/13.8 69/13.2,		69, 13.8 69, 34.5,	20/28		Variadora de Tensión	barra sencilla + bypass barra sencilla + bypass en 69kV y 34.5kV	2	9
4	Cocales	Patulul	69/34.5		13.8	2 de 5/7		Mixta		4	8

5	Huehuetenango	Huehuetenango	69/13.8, 69/34.5	69, 34.5, 13.8	12/22, 20/28	Mixta	barra sencilla + bypass en 69kV y 34.5kV barra sencilla + transferencia en 13.8kV	5	10
6	La Esperanza	La Esperanza	69/34.5, 69/13.8, 230/69/13.8	69, 13.8, 34.5, 230	20/28, 30/40/50, 3x35/50	Mixta	barra sencilla + bypass en 69kV y 34.5kV 2 barras sencillas + transferencia para 13.8kV una barra sencilla + bypass en 13.8kV	8	14
7	La Noria, Tiquisate	Tiquisate	69/13.8, 69/34.5	69, 13.8, 34.5	10/14, 5/7	Variadora de Tensión	barra sencilla para 230kV	3	4
8	Malacatán	Malacatán	69/13.8	69, 13.8	10/14	Variadora de Tensión	barras sencillas + bypass	2	5
9	Mazatenango	Mazatenango	69/13.8	69, 13.8	20/28	Mixta	barra sencilla + bypass en 69kV	3	11
10	Meléndrez	Tecún Umán	69/13.8	69, 13.8	10/14	Variadora de Tensión	barra sencilla + transferencia + acople en 13.8kV	2	7
11	Pologuá	San Francisco	69/13.8	69, 13.8	10/14	Variadora de Tensión	barra sencilla + bypass en 69kV y 13.8kV	2	4
12	Quetzaltenango	Quetzaltenango	69/13.8	69, 13.8	10/14	Variadora de Tensión	barra sencilla + bypass en 69kV y 13.8kV	2	5
13	El Quiche	Santa Cruz	69/13.8	69, 13.8	10/14	Variadora de Tensión	barra sencilla + bypass en 69kV y 13.8kV	2	7
14	Retalhuleu	Retalhuleu	69/2.4	69, 13.8, 2.4	5/7, 3	Variadora de Tensión	barras sencillas + bypass	3	3

15	San Marcos	San Marcos	69/13.8	69, 13.8	10/14	Variadora de Tensión	barra sencilla +bypass en 69kV	2	6
16	San Sebastián	San Sebastián Retalhuleu	69/13.8	69, 13.8	20/28	Mixta	barra sencilla en 13.8kV barra sencilla +bypass en 69kV barra sencilla + transferencia en 13.8kV	3	7
17	Santa María	Santa María Quetz.	69/14.43, 69/2.4	69, 13.8, 2.4	1.5/2.5, 10/14	Mixta	barra sencilla + bypass en 13.8 KV y 69 KV barra sencilla en 2.4 KV	4	8
18	Sololá	Sololá	69/34.5	69, 34.5	20/28	Variadora de Tensión	barra sencilla + bypass	2	8
19	Totonicapán	Totonicapán	69/13.8	69, 13.8	10/14	Variadora de Tensión	barra sencilla + bypass	2	3
20	San Felipe	San Felipe Reu	69/2.4	69, 2.3	3.75	Variadora de Tensión	barra sencilla en 69 KV barra sencilla + bypass en 2.3 KV	2	2
21	Zacualpa	Zacualpa	69/13.8	69, 13.8	10/14	Variadora de Tensión	barra sencilla	2	4
22	Ixtahuacán	San Idelfonso Ixtahuacán	69/13.8	69, 13.8	10/14	Variadora de Tensión	barra sencilla	2	4
23	Soloma (San Juan Ixcay)	San Pedro Soloma	-	69	-	Maniobra	barra sencilla	1	3
24	Tejutla	Tejutla	69/13.8	69, 13.8	10/14	Variadora de Tensión	barra sencilla	2	5
25	Tacaná	Tacaná	69/13.8	69, 13.8	10/14	Variadora de Tensión	barra sencilla	2	4
26	La Máquina	Cuyotenango	69/13.8	69, 13.8	10/14	Variadora de Tensión	barra sencilla	2	4

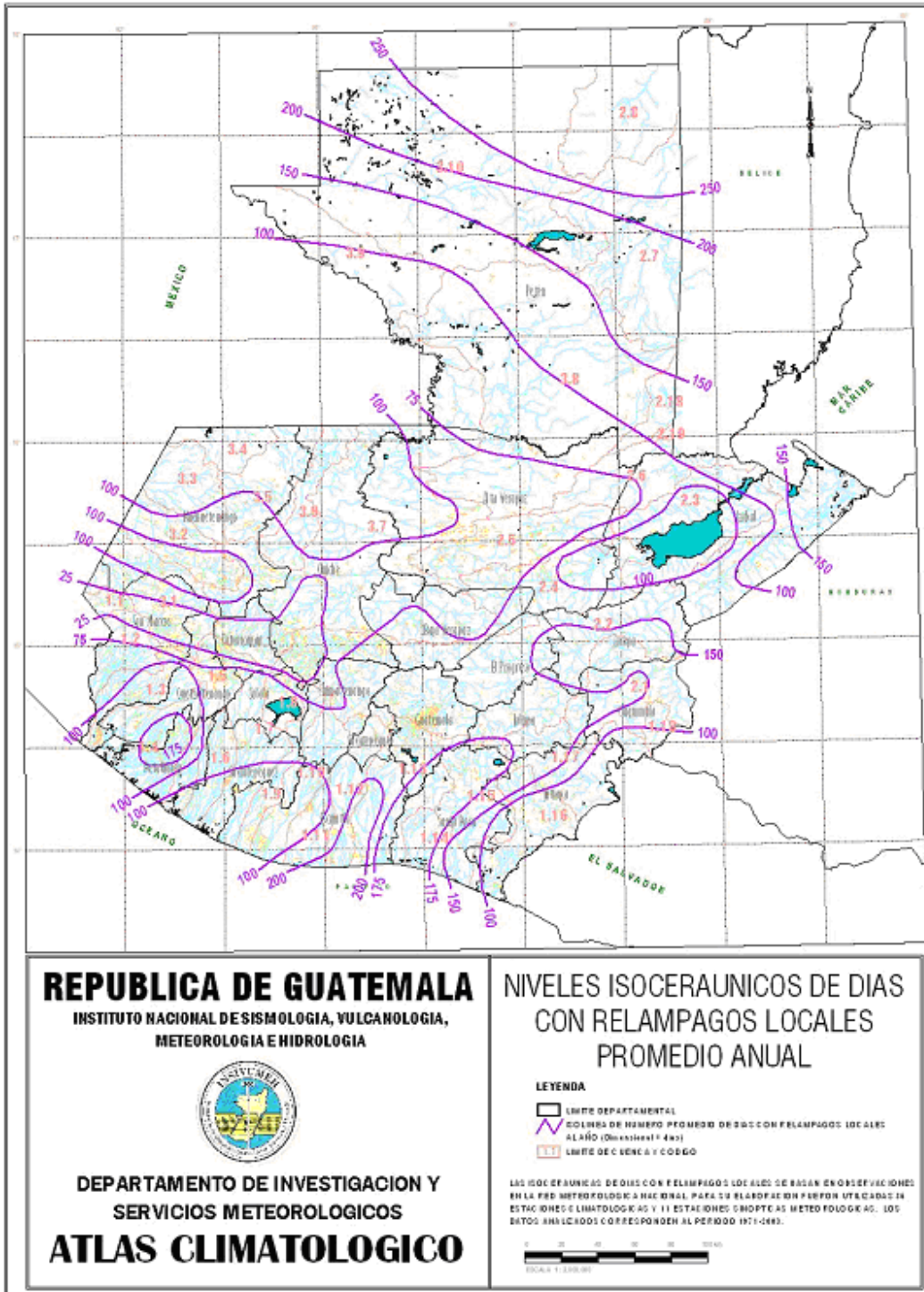
27	Champerico	Champerico	69/13.8	69, 13.8	10/14	Variadora de Tensión	barra sencilla	2	5
28	Barillas	Santa Cruz Barillas	69/13.8	69, 13.8	10/14	Variadora de Tensión	barra sencilla	2	4
29	Jacaltenango	Jacaltenango	69/34.5	69, 34.5	10/14	Variadora de Tensión	barra sencilla	2	4
30	Zunil	Zunil	69/13.2	69, 13.2	30/33.5	Mixta	barra sencilla en 13.2 kV barra sencilla + transferencia + acople en 69 KV	3	9
31	Canadá	Santo Tomás La Unión	2x69/13.8	69	2 de 20/26.6	Variadora de Tensión	barra sencilla	1	3
32	Tululá	Cuyotenango	12/0.48, 69/12	12, 69, 0.48	3, 14/20	Variadora de Tensión	barra sencilla + bypass en 69 KV	3	4
33	Pantaleón	Santa Lucía Cotzumalguapa	3 de 69/138	69, 13.8	2 de 10/14, 25/33	---	Barra sencilla en 0.48 y 12 KV barra sencilla + bypass en 69 KV 3 barras sencillas en 13.8 KV	4	7
34	El Jocote	Santa Lucía Cotzumalguapa	69/4.16, 13.8/4.16	13.8, 69, 4.16	5/7	Variadora de Tensión	barra sencilla	4	4
35	El Porvenir	Tajumulco	13.8/2.3, 69/2.4	13.8, 2.3, 69	0.75, 4.2	Variadora de Tensión	barra sencilla	3	5
No.	Subestación	Ubicación	Transformación (KV)	Voltaje en Barras (KV)	Potencia (MVA)	Tipo	Configuración	No. Barras	No. Buses
1	Chiquimulilla	Chiquimulilla	138/13.8	138, 13.8	20/28	Variadora de Tensión	barra sencilla + bypass en 13.8 KV	2	5
2	El Progreso Jutiapa	El Progreso Jutiapa	145/72.5, 143/13.8	69, 138, 13.8	21/30, 28.7/41	Variadora de Tensión	barra sencilla en 138 KV barra sencilla + bypass en 69 y 13.8 KV	3	10

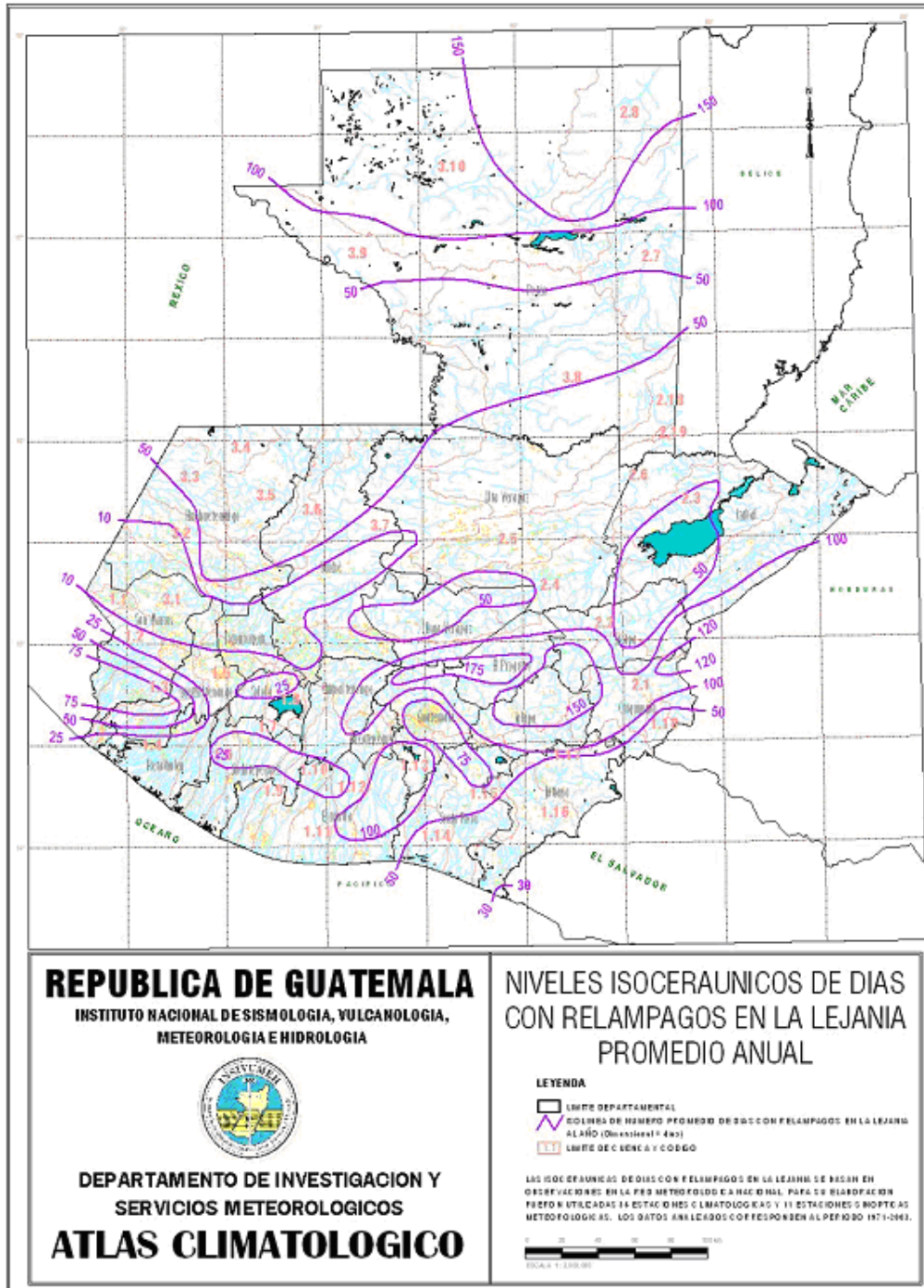
3	Ipala	Ipala	138/13.8	138, 13.8	10/14	Variadora de Tensión	barra sencilla + bypass en 13.8 KV barra sencilla en 138 KV	2	4
4	Cobán	Cobán	69/34.5, 69/13.8,	69, 34.5, 13.8	5/7, 10/14	Variadora de Tensión	Barra sencilla + bypass barra sencilla + bypass en 13.8 KV	3	6
5	El Júcaro	Yupiltepeque	69/13.8	69, 13.8	5/7	Variadora de Tensión	Barra sencilla en 69 KV	2	4
6	Los Esclavos	Cuilapa	69/13.8, 6.9/69	69, 13.8, 6.9	10	Variadora de Tensión	barra sencilla + bypass en 69 y 13.8 KV Barra sencilla en 6.9 KV	3	8
7	La Ruidosa	Morales	69/34.5 69/13.8, 69/34.5	69, 34.5 69, 13.8, 34.5	10/14	Variadora de Tensión	Barra sencilla + bypass	2	8
8	Panaluya	Río Hondo	69/34.5	34.5	2 de 20/28	Variadora de Tensión	barra sencilla + bypass 34.5 y 69 Kv barra sencilla en 13.8 KV	3	11
9	Puerto Barrios	Puerto Barrios	2 de 69/13.8	69, 13.8	12/18, 20/28	Mixta	Barra sencilla + bypass	3	8
10	Quetzaltepeque	Quetzaltepeque	69/13.8, 69/34.5	69, 13.8, 34.5	2.5, 20/28	Mixta	barra sencilla + bypass en 13.8 y 34.5 KV Barra sencilla en 69 KV	3	5
11	San Julián	Tactic	69/13.8	69, 13.8	5/7	Variadora de Tensión	barra sencilla + transferencia en 13.8kv barra sencilla en bypass en 69 KV	3	8
12	Sanarate	Sanarate	69/13.8, 69/34.5	69, 34.5, 13.8	5/7, 5/6.25	Variadora de Tensión	Barra sencilla + bypass barra sencilla + transferencia en 13.8kv	3	8
13	Santa Elena	Salamá	69/13.8	69, 13.8	3.5	Mixta	barra sencilla + bypass en 69 KV	3	5

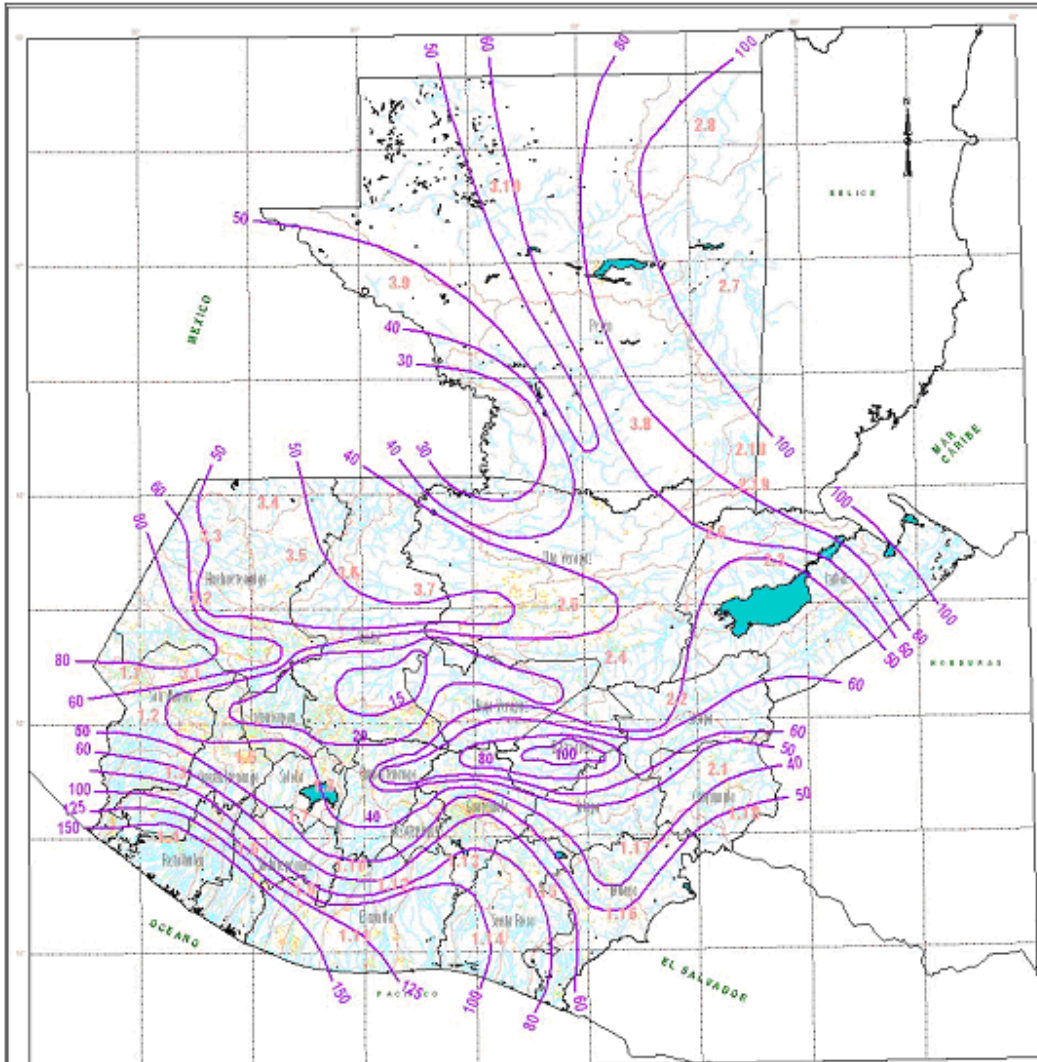
14	Shoropin	Chiquimula	69/34.5	69, 34.5	10/14	Variadora de Tensión	Barra sencilla en 69 KV barra sencilla + bypass en 34.5 KV	2	5
15	Salamá	Salamá	69/13.8	69, 13.8	10/14	Variadora de Tensión	Barra sencilla + bypass	2	3
16	La Pastoría	Barberena	69/13.8	69, 13.8	10/14	Variadora de Tensión	Barra sencilla + bypass	2	3
17	Marinalá	Escuintla	-	138	-	Variadora de Tensión	barra sencilla	1	7
18	Río Grande	Quetzaltepe-que	138/69	138, 69	30/42	Variadora de Tensión	barra sencilla + bypass en 69 KV barra sencilla en 138 KV	2	2
19	La Fragua	Zacapa	69/13.8	69, 13.8	5/6.25	Variadora de Tensión	Barra sencilla +bypass	2	4
20	El Rancho	Progreso	69/13.8, 69/34.5	69, 34.5	5/6.25, 10/14	Variadora de Tensión	barra sencilla	2	5
21	Mayuelas	Río Hondo	69/34.5	69, 34.5	10/14	Variadora de Tensión	barra sencilla	2	4
22	Playa Grande	Cobán	69/34.5	69, 34.5	10/14	Variadora de Tensión	barra sencilla	2	4
23	Tactic	Tactic	230/69	230, 69	3x50	Mixta	Barra sencilla en 69 KV doble barra + acople en 230 KV	3	11
24	Río Dulce	Río Dulce Taxisco,	69/34.5	69, 34.5	10/14	Variadora de Tensión	barra sencilla	2	6
25	Aguacapa	Pueblo Nuevo Viñas	4 de 245/10	230, 10	3 de 22.5/37.5, 10	Mixta	4 barras sencillas en 10 KV barra sencilla, transferencia acople en 230 KV	6	5

26	Palín 2	Palín	-	138	-	-	Variadora de Tensión	1	4
27	Chixoy	Cobán	5de 13.8/230	230	54.1/67.63	-	Mixta	2	7
28	La Vega	Barberena	69/13.8	69	5	5	Maniobra	1	4
29	Moyuta (Jalpatagua)	Moyuta	137.97/13.8	138, 13.8	10/14	10/14	Variadora de Tensión	2	5
30	San Rafael	Mataquescuintla	69/13.8	69, 13.8	10/14	10/14	Variadora de Tensión	2	4
31	Santa Cruz	Usumatlán	-	69	-	-	Maniobra	1	3
32	Chisec	Chisec	69/34.5	69, 34.5	10/14	10/14	Variadora de Tensión	2	6
33	Fray Bartolomé	Santa María Cahabon	69/13.8	69, 13.8	10/14	10/14	Variadora de Tensión	2	2
34	Poptún	Poptún	69/34.5	69, 34.5	10/14	10/14	Variadora de Tensión	2	4
35	El Estor	El Estor	69/34.5	69, 34.5	10/14	10/14	Variadora de Tensión	2	3
36	Jalapa	Jalapa	69/34.5	69, 34.5	10/14	10/14	Variadora de Tensión	2	5

MAPAS CLIMATOLÓGICOS DE GUATEMALA







REPUBLICA DE GUATEMALA

INSTITUTO NACIONAL DE SISMOLOGIA, VULCANOLOGIA,
METEOROLOGIA E HIDROLOGIA



DEPARTAMENTO DE INVESTIGACION Y
SERVICIOS METEOROLOGICOS

ATLAS CLIMATOLOGICO

**NIVELES ISOCERAUNICOS DE DIAS
CON DESCARGAS ELECTRICAS O
TRUENOS PROMEDIO ANUAL**

LEYENDA

- LIMITE DEPARTAMENTAL
- LÍNEA DE NIVEL PROMEDIO DE DESCARGAS ELECTRICAS AL AÑO (Dimensiones en metros)
- LIMITE DE CIUDAD Y CODIGO

LOS NIVELES PROMEDIOS DE DIAS CON DESCARGAS O TRUENOS SE BASAN EN OBSERVACIONES EN LAS ESTACIONES METEOROLOGICAS NACIONALES PARA SU ELECCION FUEERON UTILIZADAS LAS ESTACIONES CLIMATOLOGICAS, LAS ESTACIONES SINOPTICAS METEOROLOGICAS DEL INCI/INMEX Y LAS CIUDADES DE LA RED DE TRANSMISION DEL INOE. LOS DATOS ANALIZADOS CORRESPONDEN AL PERIODO 1971-2001.

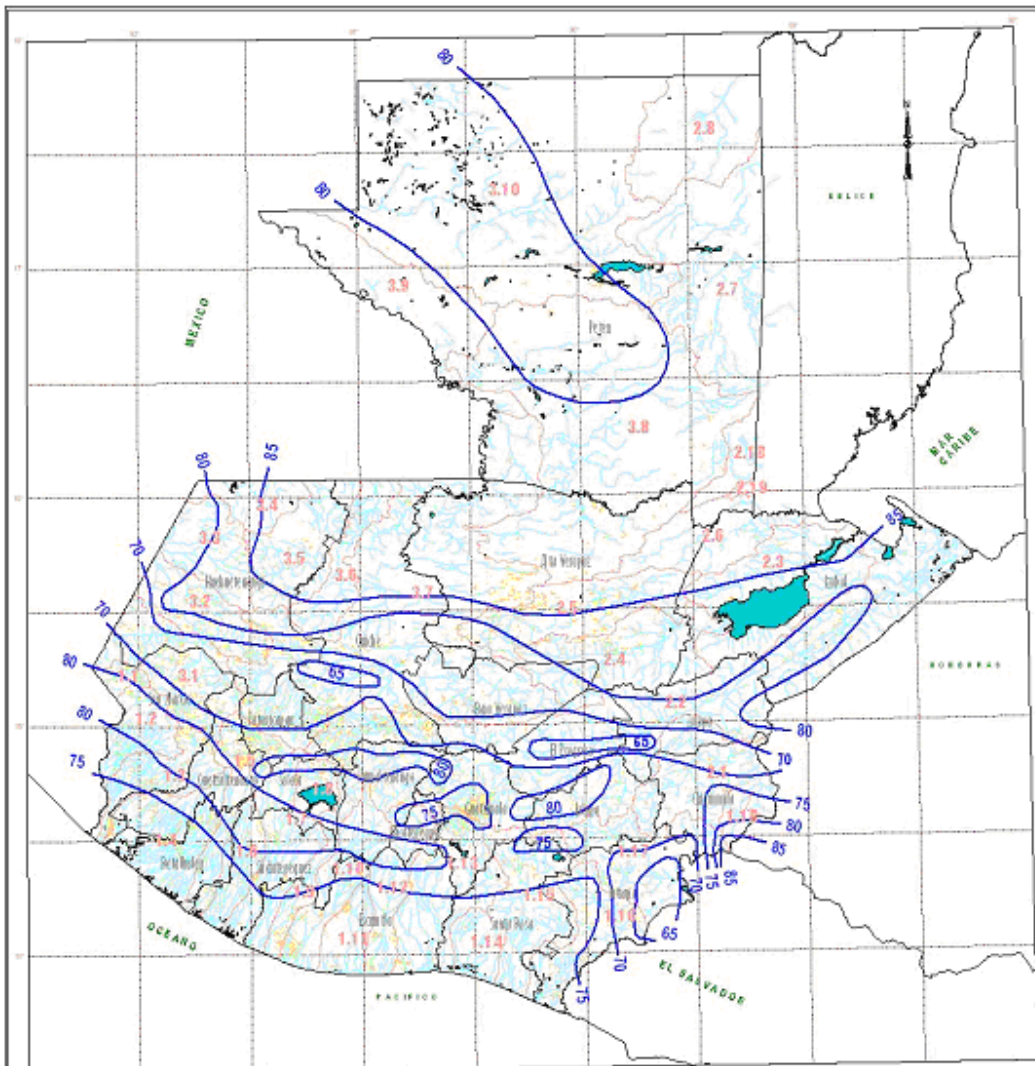




ESCALA DE EFECTOS, FUERZA DEL VIENTO Y VELOCIDADES MODALES
 Método usual, N en kilómetros por hora (K)

N	Descripción	Clase	Velocidad (km/h)
1	Calm	El viento sólo se percibe	1-2
2	Trémula	El viento produce ondulaciones del agua, pero no se levanta	3-4
3	Muy suave	Se levanta una capa superficial de polvo y hojas	5-6
4	Muy débil	Se levanta polvo superficial y hojas, se levanta la superficie del agua	7-8
5	Muy débil	Levanta polvo y hojas, levanta la superficie del agua	9-10
6	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	11-12
7	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	13-14
8	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	15-16
9	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	17-18
10	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	19-20
11	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	21-22
12	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	23-24
13	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	25-26
14	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	27-28
15	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	29-30
16	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	31-32
17	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	33-34
18	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	35-36
19	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	37-38
20	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	39-40
21	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	41-42
22	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	43-44
23	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	45-46
24	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	47-48
25	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	49-50
26	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	51-52
27	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	53-54
28	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	55-56
29	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	57-58
30	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	59-60
31	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	61-62
32	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	63-64
33	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	65-66
34	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	67-68
35	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	69-70
36	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	71-72
37	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	73-74
38	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	75-76
39	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	77-78
40	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	79-80
41	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	81-82
42	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	83-84
43	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	85-86
44	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	87-88
45	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	89-90
46	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	91-92
47	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	93-94
48	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	95-96
49	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	97-98
50	Muy débil	Levanta polvo, levanta la superficie del agua	99-100





REPUBLICA DE GUATEMALA
 INSTITUTO NACIONAL DE SISMOLOGIA, VULCANOLOGIA,
 METEOROLOGIA E HIDROLOGIA



DEPARTAMENTO DE INVESTIGACION Y
 SERVICIOS METEOROLOGICOS
ATLAS CLIMATOLOGICO

**NIVELES DE HUMEDAD RELATIVA
 PROMEDIO ANUAL**

LEYENDA

- LIMITE DEPARTAMENTAL
- CONFIN DE HUMEDAD RELATIVA PROMEDIO ANUAL (%)
- LIMITE DE CUBENCA Y CODIGO

LOS TIPOGRAFOS DE BACH EN PRECIPTOS DE HUMEDAD RELATIVA OBTENIDA DE LA RED METEOROLOGICA NACIONAL PARA SU ELABORACION SE USARON UTECADOAS 11 ESTACIONES CLIMATOLOGICAS, DE ELAS 42 SON ESTACIONES PRINCIPALES Y 9 ESTACIONES AUXILIARES. LOS DATOS ANALESADOS CORRESPONDEN AL PERIODO 1978-1982.

