

**TECNOLOGICO NACIONAL DE MEXICO
INSTITUTO TECNOLOGICO DE TUXTLA GUTIERREZ**

INGENIERIA ELÉCTRICA

REPORTE DE RESIDENCIA

**ELABORACION DE PROYECTO EJECUTIVO PARA LA CONSTRUCCION Y
PUESTA EN SERVICIO DE LA SUBESTACION ELECTRICA MACTUMATZA
BCO. 1, 1T-3F-30MVA-115/13.8KV-2/5A+1.8 MVAR**

ASESOR EXTERNO:

ING. JORGE IVES REYES OCAÑA

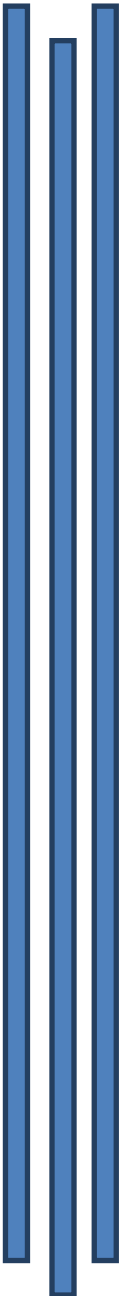
ASESOR INTERNO:

M. EN C. KARLOS VELAZQUEZ MORENO

ALUMNO:

JUAN JESUS RAMOS RAMOS

TUXTLA GUTIERREZ, CHIAPAS, 7 DE SEPTIEMBRE 2015



Índice

1. Introducción	7
1.1 Antecedentes	7
1.2 Estado del Arte.....	8
1.3 Justificación	8
1.4 Objetivo	9
1.5 Metodología	9
2. Generalidades y Localización	10
2.1 Características del sitio	10
2.2 Justificación del lugar	12
2.3 Alimentación de la subestación.....	13
2.4 Subestaciones.....	14
3. Obra Civil	15
3.1 Trazo y Nivelación.....	15
3.2 Terracerías.....	15
3.3 Caminos de acceso.....	16
3.4 Extracción o cortes.....	16
3.5 Relleno compactado	16
3.5.1 Contenido de Humedad	17
3.6 Concreto	19
3.6.1 Armado y montaje de estructuras de acero y de concreto (mayores y menores).....	19
3.6.2 Cimentaciones	19
3.6.3 Concreto en cimentaciones de subestaciones eléctricas de distribución	20
3.6.4 Estandarización de las cimentaciones de una subestación	20
3.7 Bardas y cercados	21
3.7.1 Elementos estructurales en bardas.....	21
3.7.2 Muros en bardas	22
3.7.3 Cerca perimetral	22
3.7.4 Ubicación de ejes.....	23

3.7.5 Ubicación de ejes para banco de capacitores de M.T.	23
3.7.6 Ubicación de ejes para salida de los circuitos de M.T.	23
3.7.7 Ubicación de ejes para caseta	24
3.7.8 Ubicación de ejes para torre de antena de radiocomunicación	24
3.7.9 Ubicación de ejes en accesos, de circulación vehicular y áreas de maniobras	24
3.8 Trincheras	24
3.9 Caseta de Control convencional	25
3.9.1 Divisiones de caseta	25
3.9.2 Firme.....	26
3.9.3 Estructura principal	26
3.9.4 Muros.....	26
3.9.5 Cubierta	26
3.10 Ductos y Registros	26
3.11 Elementos y/o componentes de un sistema de drenaje pluvial.....	28
3.11.1 Pendientes pluviales	28
3.11.2 Guarnición	29
3.11.3 Cunetas	29
3.12 Fosa captadora de aceite.....	29
3.12.1 Tanque colector de aceite.....	30
4. Obra Electromecánica.....	31
4.1 Buses, Herrajes y Aisladores	31
4.2 Sistema de tierras	36
4.3 Estructuras y soportes	37
4.4 Tableros Metal Clad	38
4.5 Cuchillas seccionadoras	39
4.6 Transformador de potencia	41
4.7 Interruptores de potencia	43
4.8 Transformadores de potencial, transformadores de servicios propios y apartarrays.....	44
4.9 Tableros de protección, control, medición y servicios propios	46

4.10	Tendido de cables de control y fuerza	48
4.11	Instalación de banco de baterías y sus cargadores	49
4.12	Equipo de comunicación y control.....	49
4.13	Instalación de banco de capacitores	50
4.14	Cables de potencia	51
4.15	Pintura y nomenclatura	51
4.16	Montaje de sistema contra intrusos.....	52
5.	Pruebas a Equipos	53
5.1	Descripción	53
5.1.1	Generalidades del mantenimiento	53
5.2	Teoría general de las pruebas	57
5.2.1	Resistencia de aislamiento	57
5.2.2	Prueba de factor de potencia a los aislamientos	60
5.2.4	Prueba de corriente de excitación	67
5.2.5	Prueba de relación de transformación y polaridad.....	68
5.2.6	Prueba de resistencia óhmica de devanados	69
5.2.7	Prueba de reactancia de dispersión.....	71
5.2.8	Prueba de resistencia de contactos	72
5.2.9	Pruebas de tiempo de operación y simultaneidad de cierre y apertura en interruptores.....	73
5.3	Pruebas de campo al transformador de potencia.....	73
5.3.1	Prueba de resistencia de aislamiento	73
5.3.2	Prueba de resistencia de aislamiento del núcleo	77
5.3.3	Prueba de factor de potencia	79
5.3.4	Corriente de excitación	82
5.3.5	Prueba de relación de transformación	85
5.3.6	Prueba de resistencia óhmica a devanados	90
5.3.7	Determinación de la humedad residual en transformadores de potencia	93
5.4	Pruebas a Interruptores de potencia	103
5.4.1	Introducción	103

5.4.2 Resistencia de aislamiento	105
5.4.3 Factor de potencia del aislamiento	107
5.4.4 Resistencia de contactos	109
5.4.5 Tiempo de operación y simultaneidad de cierre y apertura	111
5.4.6 Rigidez dieléctrica de cámaras de interrupción, para interruptores en vacío o SF6.....	117
5.5 Pruebas a transformadores de potencial	118
5.5.1 Prueba de Resistencia de aislamiento.....	118
5.5.2 Factor de potencia	119
5.5.3 Relación de transformación y polaridad.....	121
5.5.4 Prueba de corriente de excitación	122
5.6 Prueba a boquillas de potencia.....	123
5.6.1 Resistencia de aislamiento	123
5.6.2 Prueba de factor de potencia.....	125
5.6.3 Prueba de collar caliente a boquillas	130
5.7 Pruebas a Apartarrayos	132
5.7.1 Resistencia de aislamiento	132
5.7.2 Factor de potencia del aislamiento	133
5.8 Pruebas a cuchillas desconectadoras.....	135
5.8.1 Prueba de resistencia de aislamiento	135
5.8.2 Factor de potencia del aislamiento	136
5.8.3 Resistencia de contactos	137
5.8.4 Prueba de collar caliente a cuchillas.....	138
5.9 Pruebas a banco de capacitores.....	139
5.9.1 Resistencia de aislamiento	139
5.10 Banco de baterías.....	140
5.10.1 Puesta en servicio de baterías que se reciben secas (carga de activación).....	141
5.10.2 Prueba de capacidad inicial	145
5.11 Tablero Metal Clad.....	146
5.11.1 Interruptores	147

5.11.2 Fusibles	154
5.11.3 Cuchillas	156
5.12 Cable de potencia y accesorios	159
5.12.1 Pruebas a cables	159
5.12.2 Prueba de alta tensión (HIGH POT)	161
6. Conclusiones y Recomendaciones	165
7. Anexos	166
7.1 Normas	166
7.2 Fotografías	169
7.3 Relación de planos.....	182
8. Referencias Bibliográficas	184

1. Introducción

1.1 Antecedentes

En la ciudad de Tuxtla Gutiérrez, Chiapas, existen alrededor de 143,852 (2010) viviendas particulares habitadas, de las cuales existen en promedio 3.8 ocupantes por cada domicilio particular, mientras que tomas instaladas de energía eléctrica en el año 2011 fueron de 205,653, de las cuales, 140,984 son de viviendas [1]. El comportamiento que presenta el incremento de las viviendas que disponen de energía eléctrica de 1995 al 2010 es aproximadamente, una función de la forma $y = x$.

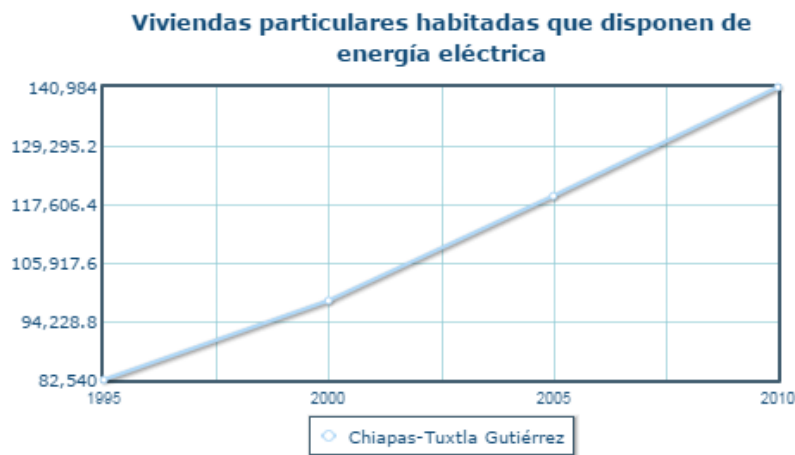


Fig. 1.1 Curva de incremento de demanda de energía eléctrica en viviendas

Las líneas de distribución, como cualquier línea que transporte energía eléctrica, presenta pérdidas durante el traslado de dicha energía, estas son causadas por el efecto Joule, así como la resistencia misma que presenta el conductor, el cual se va incrementando con la temperatura y la distancia. Es por esto que en ocasiones se presentan caídas de tensión en los servicios domésticos, causando un mal funcionamiento en los equipos, y por ende, un daño parcial o total.

Existen diferentes manera para resolver el problema de la caída de tensión, una de ellas consisten en la instalación de banco de capacitores y/o reguladores de voltaje, otra manera de resolverlos consiste en la recalibración de los circuitos, añadiendo en ocasiones repotenciaciones para este. Sin embargo estos suelen ser soluciones parciales, debido a que estas no atienden el incremento de la demanda de energía eléctrica.

La creación de nuevos circuitos es una de las mejores opciones para resolver el problema de caída de tensión y la demanda, sin embargo requieren una enorme

inversión en equipo, materiales y mano de obra, además que en ocasiones exigen la creación de una nueva subestación eléctrica de distribución. Sin embargo es esta la más viable, debido a que incluso optimiza la estabilidad del suministro eléctrico, dando la oportunidad de anillar a diversas redes de distribución.

1.2 Estado del Arte

En el periodo del 2008-2011, se realiza la construcción y puesta en servicio de la subestación eléctrica “Real del bosque (RDB)”, el cual consta de un banco de transformación, con un transformador de potencia de 20MVA, el cual es alimentado por una línea de transmisión de 115kV proveniente de la subestación Tuxtla dos (TGD), del cual se derivan en 5 alimentaciones de 13.2kV.

En el periodo del 2011, se realiza la puesta en servicio de la subestación eléctrica “Soyalo (SOY)”, el cual consta de un banco de transformación, con un transformador de potencia de 20MVA, el cual es alimentado por una línea de transmisión de 115kV, del cual se derivan en 5 alimentaciones de 13.2Kv para proveer una mejor fiabilidad del suministro de energía eléctrica a las diferentes poblaciones circundantes de la región.

En el periodo del 2011, se realiza un cambio de transformador del banco 1 de la subestación “Ocozocoautla (OCZ)” dicho banco tenía instalado un transformador de 6.25MVA, el cual fue reemplazado por uno de 20MVA, esta subestación cuenta con un interruptor de enlace en caso de mantenimiento, fallas o contingencias que se presentase en esta.

Durante el año del 2013 se realizó la puesta en servicio de la subestación “Malpaso tres (MPE)”, el cual consistió en un banco de transformación, con un transformador de 6.75MVA, el cual es alimentado por el circuito 73940 proveniente de la subestación de potencia de la central hidroeléctrica “Manuel Moreno Torres”, el cual es una línea de transmisión de 115kV [2].

1.3 Justificación

La creciente demanda de energía eléctrica, derivadas del avance tecnológico, así como del aumento de la población, exige la creación de nuevas y eficientes redes de distribución eléctrica, para ello es necesaria la creación de nuevas subestaciones de distribución. Por este motivo se establece en la presente un proyecto ejecutivo para la creación de una nueva subestación eléctrica en la ciudad de Tuxtla Gutiérrez, Chiapas.

1.4 Objetivo

Elaborar un proyecto ejecutivo para la construcción y puesta en servicio de la subestación eléctrica Mactumatza Bco. 1, 1T-30MVA-115/13.8kV-2/5A+1.8MVAR.

1.5 Metodología

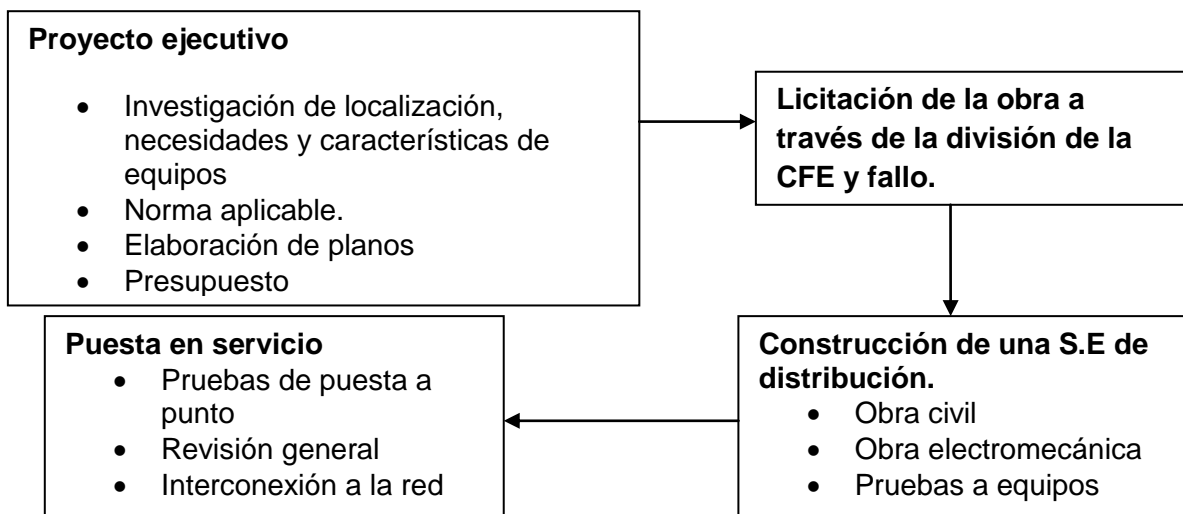


Fig. 1.2 Diagrama de bloques del hardware

La primer etapa consiste en la elaboración del proyecto ejecutivo de la obra, es decir, se detalla desde la investigación de la zona, localización de los polos de desarrollo, estudio del incremento de la demanda de energía eléctrica a través del departamento de planeación de CFE, investigación de los equipos a instalar así como características, cálculos, elaboración de planos así como presupuesto total de la obra.

La segunda etapa consiste en la licitación de la obra a través de la división de la CFE, se realiza una exhaustiva investigación y revisión de cada una de las propuestas que se presentan para esta obra, en ella se plasma su presupuesto, así como su experiencia de cada licitante relacionada con esta, además con la financiación con la que cuenta cada contratista, con estos datos se dará el fallo a aquella licitante que presente el mejor precio, así como la experiencia suficiente.

La tercera etapa consiste la construcción de la subestación eléctrica de distribución, es decir, se elabora de manera física la subestación, una vez que es adquirido el terreno y la localización sea la adecuada para la satisfacer de manera eficiente las necesidades en la demanda de energía eléctrica, se procede con la construcción de la subestación, comenzando por la obra civil, además del tendido del sistema de tierras.

De manera paralela, mientras avanza la obra civil, se comienza con la obra electromecánica, que abarca desde el montado de estructuras, hasta la puesta a punto de cada equipo que conforma la subestación, pasando por esta las pruebas al equipo, estas son trascendentales para conocer el estado de esta, en relación con sus características de fábrica, esto se realiza para conocer el estado del equipo y de esta manera encontrar alguna fisura y/o daño en el equipo.

La cuarta etapa consiste la puesta en servicio de la subestación, en ella se realiza una revisión general de esta, tanto visual así como también en pruebas de puesta a punto, en donde se realizaran las últimas pruebas antes de la interconexión a la red y de esta manera comprobar que los equipos se encuentren en perfecto estado, además que se verifican las normas de seguridad y ambientales.

La realización de una subestación eléctrica de distribución comprende el uso de diferentes disciplinas para una correcta elaboración de esta, desde su proyecto ejecutivo hasta su puesta en servicio, debido a que no solamente se hace el uso de la ingeniería eléctrica, sino también de la ingeniería civil, como el caso de la construcción de la caseta, muros, relleno, drenaje, pisos, registros y ductos de la subestación. Además, se hace de uso el plano administrativo.

2. Generalidades y Localización

2.1 Características del sitio

La ciudad de Tuxtla Gutiérrez se encuentra a una altitud de 520 m.s.n.m, la temperatura máxima extrema se encuentra a 45°C, su temperatura mínima es de 13°C, la velocidad máxima del viento es de 120km/hr, la humedad relativa es de promedio mensual del mes más alto es del 80%, la máxima precipitación pluvial del mes en 24 horas es de 398.4mm. La subestación Mactumatzá Bco. 1, se localizará en la colonia Mactumatzá.



Fig. 2.1 Macrolocalización de la subestación

De manera más precisa, dicha subestación se localizará en Prolongación de la vigésima calle poniente-sur S/N colonia San José, Libramiento Sur. Mediante el uso del Google Maps, se muestra de manera precisa su localización, además, se añade una imagen vía satélite de la subestación a través del uso del programa de Google Earth, en ella se podrá visualizar el estado del terreno [2].



Fig. 2.2 Microlocalización de la subestación



Fig. 2.3 Vista aérea vía satélite de la subestación

2.2 Justificación del lugar

La presente localización de la subestación ha sido adecuada para satisfacer las necesidades del suministro eléctrico. Hasta el mes de junio del año 2012, la zona circundante a dicha subestación, como se verá en las siguientes figuras, contaba con una red de distribución deficiente, en algunos casos incluso no contaba con la energía eléctrica.

Los asentamientos irregulares, añadiendo el incremento de la mancha urbana de esta ciudad, ha ocasionado un problema mayor en esta zona tanto al municipio, debido a que la población demanda los servicios básicos, así también a CFE, la cual su principal objetivo es de proporcionar el suministro eléctrico a la población Mexicana.



Fig. 2.4 Red de distribución eléctrica aledaña a la subestación

A 1.7 km se encuentra el proyecto denominado “KA’ AN LuxuryTowers” llevada a cabo por la inmobiliaria Farrera, la cual consta de 2 torres de 36 pisos cada uno. Contará además con jardines, jogging track, albercas, gimnasio, cancha de tenis y bar [3]. Actualmente el área donde se encuentra el proyecto es alimentada por el circuito “TXS 4010”, el cual cuenta con una longitud aproximada de 6.5861 km hasta dicho proyecto.



Fig. 2.5 Distancia del proyecto habitacional a la subestación

2.3 Alimentación de la subestación

La subestación Mactumatza será alimentada por dos circuitos de 115kV provenientes de la subestación de potencia el “Sabino (SAB)” ubicado en la carretera rumbo a San Fernando, y por una derivación del circuito “73990” que va desde el Sabino hasta la subestación “Tuxtla Uno (TGU)”, cabe señalar que ambos circuitos de alta tensión serán subterráneos, además que para el entronque de “TGU-MTZ” se hará uso de un tronco cónico para dicha transición [2].

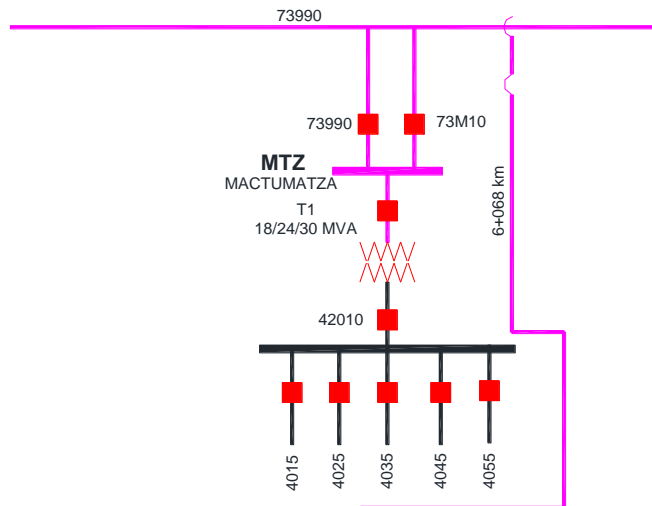


Fig. 2.6 Alimentación por líneas de 115kV a la subestación

2.4 Subestaciones

Las subestaciones son las componentes de los sistemas de potencia en donde se modifican los parámetros de tensión, corriente y establecen los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, sirven además de punto de interconexión para facilitar la transmisión y distribución de la energía eléctrica y pueden clasificarse de acuerdo a su función y construcción.

Clasificación por su función. Elevadoras: en este tipo de subestaciones se modifican los parámetros principales en la generación de la energía eléctrica por medio de los transformadores de potencia, elevando el voltaje y reduciendo la corriente para que la potencia pueda ser transportada a grandes distancias con el mínimo de pérdidas. Son las subestaciones que generalmente se encuentran en las Centrales Eléctricas.

Normalmente está dividida en secciones, por lo general 3 principales, y las demás son derivadas. Las secciones principales son las siguientes; sección de medición, sección para las cuchillas de paso, sección para el interruptor. Algunos niveles típicos de voltaje usados en los sistemas eléctricos de potencia, se dan en la tabla siguiente, agrupándolos en transmisión, subtransmisión, distribución y utilización.

Transmisión	Subtransmisión	Distribución	Utilización
400 KV	115 KV	34.5 KV	400 V, 3 ϕ
230 KV	69 KV	23 KV	220 V, 2 ϕ
		13.8 KV	120 V, 1 ϕ

Tabla 2.1 Niveles de voltaje usados preferentemente en México.

Reductoras: en este tipo de Subestaciones se modifican los parámetros de la transmisión de la energía eléctrica por medio de transformadores de potencia, reduciendo el voltaje y aumentando la corriente para que la potencia pueda ser distribuida a distancias medias a través de líneas de transmisión, subtransmisión y circuitos de distribución, los cuales operan a bajos voltajes para su comercialización.

De maniobra: en este tipo de Subestaciones no se modifican los parámetros en la transmisión de la energía eléctrica, únicamente son nodos de entrada y salida sin elementos de transformación y son utilizadas como interconexión de líneas, derivaciones, conexión y desconexión de compensación reactiva y capacitiva, entre otras.

Clasificación por su construcción. Tipo intemperie: son las construidas para operar expuestas a las condiciones atmosféricas; es decir por lluvia, nieve, viento y contaminación ambiental y ocupan grandes extensiones de terreno.

Tipo interior: son subestaciones que se encuentran con protección de obra civil, similares en su forma a las de tipo intemperie, con el fin de protegerlas de los fenómenos ambientales como son: la contaminación salina, industrial y agrícola, así como de los vientos fuertes y descargas atmosféricas. También existen, las subestaciones compactas blindadas aisladas con gas Hexafloruro de Azufre SF₆.

Las cuales proporcionan grandes ventajas, ya que además de poder ser diseñadas para operar a la intemperie, estas pueden estar protegidas del medio ambiente con cierta infraestructura civil, reduciendo los costos de mantenimiento; y se aplican generalmente en; zonas urbanas y con poca disponibilidad de espacio, zonas con alto costo de terreno, zonas de alta contaminación y ambiente corrosivo, zonas con restricciones ecológicas, instalaciones subterráneas [4].

3. Obra Civil

3.1 Trazo y Nivelación

Dentro de este concepto se está considerando el trazo y nivelación del terreno donde se deben localizar todos los cimientos de las estructuras metálicas, aisladores soportes, transformadores de potencia, muros divisorios, interruptores de potencia, cuchillas, trincheras, soportes, transformadores de potencia, y el quipo menor de acuerdo a los planos del proyecto.

El contratista tiene como base para el trazo de los cimientos de los equipos y estructuras mencionadas, los ejes que se indican en planos del proyecto. Se deben colocar mojoneras en los ejes longitudinales y transversales al terreno de la subestación, así como un banco de nivel que servirá de base para el trazo de los cimientos.

3.2 Terracerías

Las terracerías consisten en hacer cortes y rellenos, conformación y revestimientos de taludes, cunetas y contracunetas, que eviten riesgos de inundación al terreno donde se construye la subestación, formando plataformas y terraplenes compactados de acuerdo a cotas de nivel y dimensiones establecidas en los planos de proyecto. Su construcción podrá ser en cualquier tipo de material, el cual depende de la topografía y de las condiciones ambientales de cada sitio.

Antes de iniciar las terracerías se deben remover todos los materiales inestables, frágiles o inadecuados que existan en la zona y sanear el terreno mediante drenaje o estabilización de suelos, verificando los levantamientos topográficos. Las excavaciones en los cortes se ejecutan siguiendo un sistema de ataque que facilite el drenaje del corte y garantice la estabilidad de la excavación.

3.3 Caminos de acceso

Normalmente las subestaciones de distribución se localizan en lugares próximos ya existentes pero en los casos que sea necesario construirlos, deben ser de acuerdo a lo indicado en planos de proyecto y especificaciones de construcción. El contratista debe apegarse a las normas establecidas por la secretaria de comunicaciones y transportes y de los gobiernos de los estados.

Así como, a estas especificaciones y planos de proyecto, para su construcción. De requerirse la construcción de obras, tales como: vados, alcantarillas entre otras, estas deben estar consideradas dentro del proyecto para su ejecución. El contratista debe mantener en buen estado el camino de acceso durante la etapa de construcción de la subestación, hasta la entrega de la obra a la CFE.

3.4 Extracción o cortes

Son las excavaciones ejecutadas a cielo abierto en el terreno natural, en ampliación o abatimiento de taludes, en rebajes en la corona de corte o terraplenes existentes, en derrumbes, en escalones y en despalmes de cortes o para el desplante de terraplenes, con objeto de preparar o formar la sección de la obra, de acuerdo con lo fijado en el proyecto.

3.5 Relleno compactado

Se entiende por relleno compactado, el cubrir con materiales producto de las excavaciones las oquedades adyacentes en los cimientos. Cuando el material producto de la excavación no sea el adecuado, se debe utilizar el material proveniente del banco de préstamo, y será responsabilidad del Contratista asegurar la calidad del relleno [5].

La primera parte del relleno se hace invariablemente empleando material que pueda compactarse, libre de piedras mayores de 50 mm de diámetro y debe ser cuidadosamente colocado y compactado a los lados de los cimientos. La compactación de los rellenos sobre los cimientos se debe ejecutar con pisón mecánico, debe cumplir en cualquier caso con un grado de compactación del 90 % de la prueba de Peso Volumétrico Seco Máximo (PVSM).

El material de relleno debe colocarse en capas de 20 cm medidos antes de compactarse, y llevar un control de humedad por cada capa. Antes de terminar la

colocación, del relleno compactado, el Contratista debe entregar al supervisor de la CFE el reporte de laboratorio, indicando el cumplimiento del grado de compactación solicitado; repitiéndose esta actividad hasta alcanzar el nivel de piso conformado.

3.5.1 Contenido de Humedad

La compactación mueve las partículas de suelo o de agregado, reacomodándolas más cerca, unas de otras, y obliga a salir el aire que estaba atrapado entre ellas. Además, remueve el aire de la arena de asiento, la base granular, los suelos secos, las arcillas húmedas y los suelos cohesivos. Al incrementar la densidad, el suelo o la base, son más capaces de soportar una carga, sin asentarse [6].

El control del contenido de humedad del suelo o de la base durante la compactación, es crítico para poder lograr la máxima densidad. Cuando se está compactando, se debe tener el contenido óptimo de humedad; es decir, ni demasiado ni muy poco. Se necesita la cantidad correcta de agua, para que las partículas, de suelo o de agregado, se deslicen contra las otras. El agua, en efecto, actúa como un lubricante.

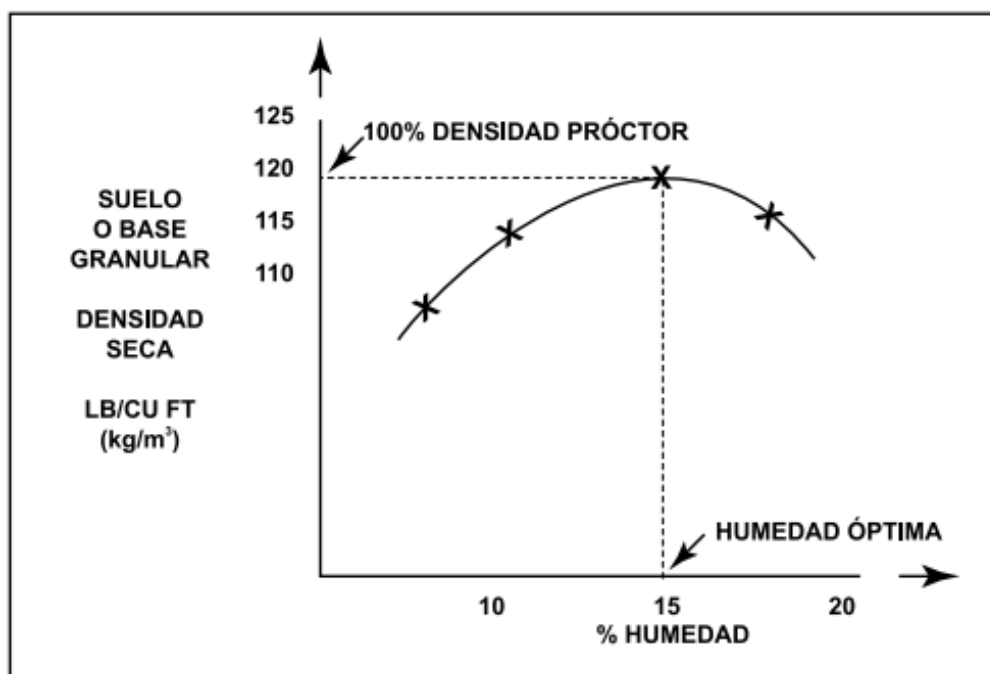


Fig. 3.1 Curva humedad

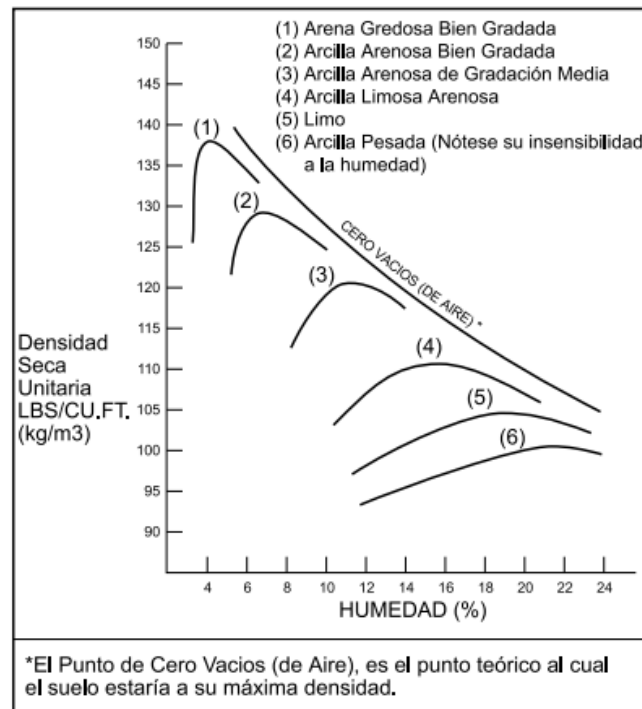


Fig. 3.2 Curva densidad

Arcilla - Densidad máxima: 90 a 105 lb/ft³ (1,440 a 1,689 kg/m³) Contenido óptimo de humedad: 20% a 30%.

Arcillas Limosas - Densidad máxima: 100 a 115 lb/ft³ (1,600 a 1,840 kg/m³) Contenido óptimo de humedad: 15% a 20%.

Arcillas Arenosas - Densidad máxima: 110 a 135 lb/ft³ (1,760 a 2,160 kg/m³) Contenido óptimo de humedad: 8% a 15%.

En los suelos finos, las densidades secas máximas son tanto más elevadas cuando mejor graduada es su granulometría, sin exceso de arcilla. Las arenas limosas son en general las que dan densidades secas más elevadas, las arcillas puras por el contrario dan densidades secas relativamente bajas, con humedades óptimas más elevadas.

En el caso de las arenas uniformes (curva 6), se obtienen densidades bajas y se evidencia una curva más achatada. Es el caso de las arenas del río por ejemplo, donde la diferencia de densidades entre el estado más suelto y el más denso es muy estrecha. Las curvas de arcillas son con mucha frecuencia más aplastadas que las curvas de arenas y limos arenosos.

3.6 Concreto

Es la mezcla de los materiales cemento, grava, arena, agua y aditivos, que dosificados en las proporciones adecuadas al endurecerse, adquieren la resistencia y características indicadas en proyecto, para la construcción de los cimientos y estructuras de concreto para el equipo primario y principal de la subestación, así como de las estructuras metálicas y muros divisorios. Cumpliendo con lo que se indica en las normas NMX-C-414-ONNCCE-2010, NMX-C-403-ONNCCE-1999.

El Contratista debe dar aviso con anticipación de 24 h como mínimo, de que está listo para efectuar cualquier colado y así permitir a CFE la inspección de las formas, refuerzos y preparativos del colado. Todas las superficies que van a quedar en contacto con el concreto fresco, deben quedar libres de polvo, basuras o cualquier otro material, debiendo humedecerse ligeramente, evitándose la formación de charcos.

El Contratista debe utilizar procedimientos de transporte y colocación de concreto, que garanticen que no hay segregaciones de los materiales debido al transporte o al choque del concreto con las formas o refuerzos. El concreto se deposita en capas horizontales de un espesor uniforme máximo de 50 cm, consolidando adecuadamente cada capa antes de colocar la siguiente.

3.6.1 Armado y montaje de estructuras de acero y de concreto (mayores y menores)

Se entiende por estructuras mayores a las columnas y trabes que soportan los buses aéreos para su conexión con los diferentes equipos. Se entiende por estructuras menores aquellas que soportan interruptores de potencia, cuchillas desconectadoras, transformadores de instrumentos (TC's, TPI's y TPC's), apartarrayos, trampas de onda, aisladores soporte, así como buses de terciario y otros, en sus diferentes tensiones.

Si la CFE observa que durante las actividades de pre armado y maniobras de montaje se presentan defectos por la inadecuada forma de ejecutarlos en alguna parte de las estructuras, el Contratista debe realizar las correcciones o sustituciones necesarias hasta dejarlas instaladas a entera satisfacción de la CFE. En ningún caso se admite la instalación de elementos forzados o defectuosos.

3.6.2 Cimentaciones

Es un conjunto de elementos estructurales diseñados para resistir y transmitir al terreno natural las cargas provenientes por el peso propio de las estructuras

metálicas mayores y menores, así como de los equipos y accesorios que sostienen, incluyendo las cargas por la acción del viento, sismo y hielo cuando este aplique, por las diferentes estaciones del año.

Las estructuras metálicas mayores son aquellas estructuras a base de marcos metálicos que tienen como fin sostener cables de energía eléctrica, equipos y accesorios. Mientras que la estructuras metálicas menores son aquellas que tienen como fin sostener el equipo primario diverso de la Subestación Eléctrica de Distribución, siendo algunos de estos: cuchillas, apartarrayos, interruptores, aisladores soporte, trampas de onda, transformadores:

De corriente, de potencial capacitivo o potencial inductivo. El ingeniero de diseño encomendará a un especialista en cálculo estructural, realizar el análisis estructural para determinar el diseño de cada uno de estos elementos estructurales, debiendo proporcionarle para tal fin los resultados obtenidos en el estudio geotécnico, así como los planos de proyecto obtenidos en el estudio topográfico y planos de proyecto de terracerías.

Para efecto de llevar a cabo el análisis y diseño estructural de cada uno de los elementos que componen la subestación eléctrica de distribución de bajo perfil, el especialista en cálculo estructural debe cumplir con los lineamientos técnicos y de calidad definidos en las especificaciones CFE JA100-65 y CFE JA100-57, correspondientes a Cimentaciones para estructuras de subestaciones eléctricas y Estructuras metálicas mayores y menores para subestaciones [5].

3.6.3 Concreto en cimentaciones de subestaciones eléctricas de distribución

Se le llama concreto a la mezcla de materiales pétreos finos, (arenas) y gruesos, (rocas de $\frac{3}{4}$ o $1 \frac{1}{2}$ pulgadas de diámetro) con agua y cemento, cuyas cantidades y proporciones tienen como fin obtener el grado de resistencia de compresión requerido en la memoria de cálculo y planos de proyecto estructurales. El concreto preferentemente debe considerarse hecho en planta o elaborado en sitio por medios mecánicos o manuales.

El concreto representa el medio a través del cual se logra ofrecer a las estructuras o equipos que sostiene, resistir las cargas por peso propio y cargas adicionales productos de viento, sismo, hielo y/o instantáneas en una subestación eléctrica. Este debe cumplir con la especificación CFE C0000-15 “Concreto para la construcción de estructuras y cimentaciones de subestaciones eléctricas de potencia y líneas de transmisión”

3.6.4 Estandarización de las cimentaciones de una subestación

Las cimentaciones son la parte estructural de la subestación encargada de transmitir las cargas de la estructura al terreno. Dependen de las cargas soportadas y del tipo de terreno donde se asientan. Existen dos tipos básicos de

cimentaciones: superficial y profunda. Asimismo, hay algunas variaciones de cada tipo. Las cimentaciones superficiales constan de zapatas (llamadas zarpas en algunos países), aisladas, corridas y ligadas [7].

Estandarización de las cimentaciones de una subestación 5 Las cimentaciones profundas constan de cajones perforados y muchas variedades de pilotes de concreto colados en su sitio, por tanto, puesto que la finalidad del proyecto es la estandarización de las cimentaciones de una subestación, solamente se van a considerar aquellas que precisen de una estructura para soportar su aparamenta y de sus respectivas cimentaciones.

Estandarización de las cimentaciones de una subestación 6 En lo referente a los tipos cimentaciones de las estructuras sobre las que se apoyan la aparamenta de una subestación, suelen ser zapatas cuadradas o rectangulares aisladas, de hormigón armado, cuyas características dependerán de la norma de construcción que se aplique.

Para el transformador de potencia de la subestación, en el caso de una subestación transformadora, la cimentación usada es la bancada, debido a las dimensiones y peso de dicho aparato. Las cargas que deberán soportar estas cimentaciones, serán solamente aquellas que aparezcan en una subestación, debidas generalmente a las condiciones climatológicas del lugar y características eléctricas de la subestación.

3.7 Bardas y cercados

Conjunto de elementos arquitectónicos verticales y estructurales, prefabricados o contruidos con materiales propios de la región, cuya finalidad es delimitar el predio de la subestación eléctrica. La función principal es: 1.- Delimitar el predio de la subestación eléctrica. 2.- Resguardar la subestación eléctrica del vandalismo. 3.- Mitigar el impacto por la emisión de ruidos e impacto visual que se generen por la operación de la subestación eléctrica. 4.- Evitar la entrada de personas ajenas.

El diseño de una barda para la subestación eléctrica, obedece primordialmente a la topografía y características del terreno, así como de su ubicación. La barda debe ser acorde al entorno arquitectónico de la zona. En el caso de subestaciones eléctricas blindadas en SF6 invariablemente deben de bardarse en todo su perímetro.

3.7.1 Elementos estructurales en bardas

Es necesario contar con el estudio geotécnico realizado al terreno para determinar su propiedades físicas, químicas y mecánicas, para el diseño de la cimentación de la barda, y saber si se desplanta en roca, suelo granular o suelo fino. Por último es preciso considerar los niveles de aguas freáticas ya que estas pueden resultar agresivas para la cimentación.

El diseño del cimiento de la barda de la subestación eléctrica debe de ser encomendado al especialista en cálculo estructural. A quien se le debe proporcionar además del estudio geotécnico, el estudio topográfico y el proyecto de terracerías, así como el diseño arquitectónico de barda. La cimentación de la barda puede ser a base de zapatas aisladas, zapatas corridas o pilotes, siendo el especialista en cálculo estructural.

Llevando acabo el diseño de la cimentación, así como los reglamentos de construcción y las normas técnicas complementarias que apliquen. Los castillos, dalas y cerramientos deben ser de concreto reforzado cuya dimensiones tienen que ser de acuerdo al análisis realizado por el especialista en cálculo estructural. Aplicando los reglamentos de construcción y las normas técnicas complementarias correspondientes.

3.7.2 Muros en bardas

Para la construcción de muros, estos deben ser de tabicón, bloque de concreto sólido, tabique de barro rojo recocido, o elementos prefabricados de concreto reforzado. El ancho mínimo de la barda debe ser de 14 cm. Estos materiales no son de tipo limitativo, ya que se pueden utilizar materiales propios de la región o área donde se construya la subestación eléctrica, siempre y cuando cumplan con la norma mexicana NMX-C-404-ONNCCE.

Como protección adicional al vandalismo, incluir en la parte superior del muro, la instalación de bayonetas con alambre de púas y obstáculos de cuchillas (concertinas de seguridad). En ciudades se recomienda el uso de elementos de seguridad con menor impacto visual, pudiendo ser sistemas modulares prefabricados de acero con puntas punzocortantes de alta calidad. No se recomienda el uso de estos elementos fabricados en sitio.

3.7.3 Cerca perimetral

La cerca perimetral, sirve para definir los límites de la subestación, y está constituida por postes (tubulares galvanizados o de concreto), guarnición de concreto, puertas y malla ciclónica, cuyas características se indican en los planos de proyecto definitivo. Una vez instalada la cerca perimetral se construye la guarnición de concreto con apego a los planos de proyecto.

En caso de postes tubulares, debe instalarse soportes tipo bayoneta galvanizada, instalándose alambre de púas galvanizado o extra galvanizado, según se indique en los planos de proyecto definitivo, de calibre mínimo de 12.5 de dos hilos cuatro púas. En caso de postes de concreto la bayoneta está integrada en el mismo. Estas son bayonetas diseñados para alejar a extraños o ajenos a la subestación.

3.7.4 Ubicación de ejes

La ubicación de los ejes de construcción es un factor determinante en el diseño de una subestación eléctrica de distribución, ya que de ello depende la factibilidad de futuros crecimientos de la instalación, considerando el uso racional y optimización de la superficie del terreno. En los arreglos incluidos en este manual la disposición de los ejes de construcción se rige en las limitantes particulares de los equipos.

Y el tipo de estructuras a utilizar de conformidad con las bases de proyecto a fin de determinar el espaciado óptimo en la disposición de los ejes de referencia, considerando las distancias de seguridad y espacios necesarios para la ejecución de maniobras de instalación y el retiro de los equipos utilizados en los arreglos propuestos.

Así mismo debe ubicarse lo más cerca posible a la caseta de control, considerando dejar un espacio para maniobras y la trayectoria del acceso principal, la combinación de esta área con la de alta tensión son muy importantes para definir un espacio disponible para la instalación de una subestación móvil, también que este bien ubicada por los proyectos futuros ya sea ampliación o por remodelación.

3.7.5 Ubicación de ejes para banco de capacitores de M.T.

La ubicación del banco de capacitores en media tensión, debe considerar las maniobras de sustitución y mantenimiento de equipo, áreas de traslado y crecimiento de la subestación. Se recomienda su instalación en un lugar de la subestación eléctrica de distribución que no interfiera con los accesos, maniobras o crecimiento de la subestación y conectarlo con cable de potencia. Debido a la altura de este equipo, debe estar retirado de la barda para mejorar el impacto social.

3.7.6 Ubicación de ejes para salida de los circuitos de M.T.

Las salidas deben ser del tipo subterráneo, para evitar el impacto visual por congestión en cantidad de estructuras en las salidas de los circuitos. Se debe evitar construir registros contiguos en el límite interior de la barda perimetral, preferentemente debe ubicarse el registro en la parte externa del predio, al igual que el impacto social, para que todos se den cuenta de todos los circuitos.

En la construcción de los registros y bancos de ductos se debe prever la ubicación de los mismos considerando el crecimiento de registros y ductos de un segundo banco, porque en algunas ocasiones tomando en cuenta un crecimiento a corto plazo, es recomendable dejar preparada la construcción para la salida de los circuitos de dos bancos.

3.7.7 Ubicación de ejes para caseta

La caseta de control debe ubicarse próxima y paralela a la barda, con ubicación frente al área de transformación, en el lado opuesto a donde se prevé el crecimiento de la subestación, e instalarse en un lugar en donde se facilite la salida de los circuitos de media tensión y que además permita el crecimiento de la instalación y de la propia caseta.

3.7.8 Ubicación de ejes para torre de antena de radiocomunicación

La ubicación de la base para torre de la antena de radiocomunicación en las subestaciones eléctricas de distribución, se considera: a) Torre autosoportada. Su utilización, optimiza la ocupación del terreno, permitiendo que su ubicación quede más próxima a la caseta de control, sin obstruir las áreas de circulación vehicular en el perímetro de la misma. Con esto, se disminuyen la longitud y costo del cable foamheliac al equipo de comunica.

3.7.9 Ubicación de ejes en accesos, de circulación vehicular y áreas de maniobras

La subestación eléctrica de distribución debe contar preferentemente con dos accesos estratégicamente ubicados para la ejecución de maniobras y retiro de los equipos, en condiciones de operación y mantenimiento. Así mismo debe contar con accesos interiores que permitan llegar a todos los equipos para los casos de su retiro, mantenimiento, inspección o sustitución.

3.8 Trincheras

Se entiende por trincheras a las canalizaciones que sirven para colocar los cables de control, que unen al equipo con los tableros de control, protección, medición y fuerza. Estas canalizaciones son construidas de acuerdo como se indica en los planos de proyecto. El cemento, agregados, cimbras, agua y aditivos usados están sujetos a lo establecido en el punto de estas especificaciones.

El ángulo empleado es de acero negro y posteriormente se le debe dar un tratamiento con recubrimiento anticorrosivo o galvanizado por inmersión en caliente. El trazo y excavación para las trincheras se hace de acuerdo a lo establecido en los puntos de estas especificaciones. El suministro y habilitación de fierro de refuerzo se ajusta en base a lo establecido en el punto 7.3.6 de estas especificaciones [10].

Los ángulos de acero se fijan al acero de refuerzo de los muros laterales con el fin de que queden ahogados en el concreto monolíticamente, ajustándose a lo establecido en los planos de proyecto. La base y los muros laterales de las trincheras, se construyen de concreto armado y se ajustan a lo establecido en los

numerales. En lo referente a la red de tierra, ésta debe ser instalada antes de la construcción de la trinchera a fin de que quede debajo del piso de la misma.

Las trincheras deben sobresalir del piso terminado 10 cm para evitar en lo posible que se introduzca agua de las lluvias. Las tapas deben ser de concreto armado, de las dimensiones según planos de proyecto, y llevan un marco de ángulo de acero negro, tratado con una base de fondo y pintura anticorrosiva, según lo indicado en planos de proyecto. El acabado de las trincheras debe ser aparente, y las formas o cimbras pueden construirse de madera o acero.

3.9 Caseta de Control convencional

Son aquellas construidas a base de muros de tabiques o bloques de concreto, dependiendo de la región, y losa de concreto armado, para su diseño se utiliza como referencia la especificación CFE C0000-13 Edificios y casetas para subestaciones eléctricas, así como los criterios que se establecen en esta sección. Su diseño debe cumplir con las siguientes características:

3.9.1 Divisiones de caseta

3.9.1.1 Sala de Control

Para equipos, PCyM, control supervisorio, tablero de servicios propios de C.A. y C.D., cargadores de baterías y equipos de comunicación, entre otros, así mismo debe cumplir con los espacios suficientes y necesarios para su debido alojamiento, de conformidad con sus condiciones de operación especificadas, tales como marca los planos de entrega[9].

3.9.1.2 Sala de Tableros

Para Tableros de media tensión (Metal Clad), exclusivamente. Debe contar con una repisa abatible, mesa o escritorio para la consulta de planos, bitácora, entre otras y debe cumplir con los espacios suficientes y necesarios para su debido alojamiento, de conformidad con sus condiciones de operación especificadas. Cada tablero tiene sus especificaciones y cuidados.

3.9.1.3 Sala de Baterías

Para los bancos de baterías de 48 V c.d. y 125 V c.d. Esta área debe quedar aislada del resto y con acceso propio y debe cumplir con los espacios suficientes y necesarios para su debido alojamiento, de conformidad con sus condiciones de operación especificadas. Y así tener sus propios extractores como aparecen en los planos y condiciones de una sala de baterías [8].

3.9.2 Firme

El firme de concreto de acuerdo a detalle en plano. Un firme de concreto hidráulico es una losa o capa de concreto armado con un espesor determinado por el proyecto a desarrollar, la cual es colada en obra y se apoya sobre una capa base de suelo compactado. Presenta una alta rigidez para la transmisión de las cargas hacia las capas inferiores, en una mayor área de la superficie.

3.9.3 Estructura principal

Esta estructura de concreto reforzado, está de acuerdo al cálculo estructural, debiendo cumplir con la especificación CFE JA100-57, lo cual hace referencia a las bases tubulares de: perchas, bases de interruptores, base del transformador principal, base del banco de capacitores entre otros. Incluyendo las bases de las estructuras metálicas mayores y menores y sus cimentaciones para subestaciones, respectivamente.

3.9.4 Muros

Los muros de mampostería, que estén comprendidos dentro de las Normas Técnicas Complementarias para el Diseño y Construcción de Estructuras de Mamposterías vigente, estos van aplicados en el exterior e interior de la caseta de control, en los planos especifican los modelos para diferentes tipos de casetas de control que existen.

3.9.5 Cubierta

La cubierta de concreto reforzado, pudiendo ser: losa maciza, losa aligerada, vigueta y bovedilla, entre otras. Debe contar con un alero perimetral con dimensión mínima de 95 cm., provisto de gotero para evitar el escurrimiento hacia muros, debe estar en buen estado, revisar desde el armado de la losa maciza, hasta el colado de esta, para no generar grietas.

3.10 Ductos y Registros

Son instalaciones subterráneas que tienen por objeto conducir los cables de control, de fuerza, de potencia y fibra óptica para interconectar los equipos primarios, secundarios y demás componentes de la subestación eléctrica o hacia afuera de ésta. En cuanto a los ductos, sus diámetros y cantidades, están en función de la cantidad y calibre del cable a conducir, mientras que para los registros, el tipo y la cantidad están en función de la cantidad de ductos a conducir y de la distribución.

Para proyectar los bancos de ductos y registros, es recomendable que el ingeniero de diseño se base en los criterios establecidos en la Norma de distribución-construcción líneas subterráneas vigente, en M.T. y en su caso A.T.; así como a

los criterios complementarios indicados en la presente sección, y llevando a cabo la ingeniería en los planos.

3.10.1 Ductos entre registros

Se debe considerar el uso de tubería PEAD o PVC eléctrico pesado, cuyos diámetros, cantidades y disposición, está en función de la cantidad de cable a conducir. Preferentemente se debe considerar el uso de tubería PEAD, ya que esta no requiere encofrarse y cuenta con propiedades de resistencia contra agentes químicos, contra impactos, aplastamiento, resistencia a la tensión, entre otros.

Ductos entre registros y bases de equipos o estructuras La conexión subterránea entre registros hacia las bases de los equipos o estructuras debe ser preferentemente a través de tubería de PVC eléctrico pesado, cuyos diámetros, cantidades y disposición, va a estar en función de la cantidad de cable a conducir. por ejemplo: TC's, TP's, interruptores, transformadores, cuchillas, entre otros; debe ser a base de tubería licuatite forrado preferentemente.

3.10.2 Registros

Sirven para facilitar las maniobras de instalación de cables de control, potencia y las derivaciones de los ductos necesarios hacia los equipos, así como para operación y mantenimiento. Se recomienda ubicar los registros cerca de las bases de columnas de la bahía eléctrica y así contar con más espacio de maniobra para mantenimiento y/o cambio de equipos, facilitando así la circulación de vehículos.

3.10.3 Registros para cables de control, fuerza, transición alumbrado y red de tierra físicas.

Los registros deben ser hechos en sitio o prefabricados, cumpliendo con la norma vigente. Las tapas deben ser de lámina antiderrapante calibre 16 con marco y contramarco de refuerzo de ángulo de 50 mm x 50 mm, galvanizados por inmersión en caliente, o tapas poliméricas según plano de proyecto. Se debe cuidar que la tapa cubra totalmente el registro, para evitar la entrada de agua, y evitar que las esquinas no sean punzo cortantes.

3.10.3.1 Registro para red de tierra

Este elemento es de utilidad en el contexto operativo de las subestaciones eléctricas, ya que permite verificar el funcionamiento óptimo de la red. Se recomienda que el registro para red de tierra sea prefabricado con el dimensionamiento interior de los registros auxiliares R2 sin fondo, de concreto armado con una $F'c = 19.61 \text{ MPa}$ (200 kg/cm²) y $Fy = 412 \text{ MPa}$ (4.200 kg/cm²).

La cota de terminación y nivelación de estos registros debe ser entre 5-10 cm sobre el N.P.T., dependiendo de las pendientes de este último, la tapa debe ser de lámina antiderrapante calibre 16 galvanizadas por inmersión en caliente o preferentemente de material polimérico, su ubicación debe ser de acuerdo a lo que se define en el proyecto de la subestación eléctrica, cuya ubicación debe quedar libre del tránsito vehicular para evitar cualquier daño a estas instalaciones.

3.10.3.2 Registros de alumbrado

Estos elementos son similares con lo indicado anteriormente para los registros de cables de control auxiliares R2 (0.4 m x 0.4 m x 0.6 m), $F'c = 19.61$ MPa (200 kg/cm²) y una tapa de lámina antiderrapante galvanizada por inmersión en caliente calibre 20 con marco y contramarco galvanizados por inmersión en caliente o tapas poliméricas, según plano de proyecto.

3.10.3.3 Registro para cable de potencia

Estos elementos son de utilidad para recibir transiciones aéreo-subterráneas, derivaciones y/o cambios de dirección, así como para operación y mantenimiento. Los registros deben ser hechos en sitio o prefabricados, mediante pisos, muros y losa de concreto armado con resistencia mínima $F'c = 24.51$ MPa (250 kg/cm²) y $F_y = 412$ MPa (4.200 kg/cm²), con tapa removible, con marco de ángulo galvanizado por inmersión en caliente con tapa de material polimérico.

3.11 Elementos y/o componentes de un sistema de drenaje pluvial

Los Pisos terminados representan los elementos principales de un sistema de drenaje pluvial, puesto que son estos los que cubren casi la totalidad del predio de la subestación eléctrica y a través de los cuales se capta y se escurre el agua producto de lluvia hacia los demás elementos y/o componentes del sistema de drenaje pluvial.

3.11.1 Pendientes pluviales

Representan las diferencias de nivel o elevación en los pisos terminados para encausar el agua pluvial hacia un punto deseado. La pendiente recomendada en vialidades es de entre 10 milésimas y 20 milésimas para drenar de forma transversal al sentido de la circulación; mientras que en el sentido longitudinal, la pendiente recomendada mínima es de 4 milésimas.

Para el resto de las áreas, las pendientes recomendadas oscilan de 4 hasta 20 milésimas, sugiriendo emplear la mayor pendiente posible en áreas cuyos pisos terminados sean a base de grava triturada. Dependiendo de la ubicación de la subestación eléctrica y principalmente de la infraestructura municipal existente, se

determinan las pendientes longitudinales y transversales más convenientes para ser encausadas a la conexión directa del colector de aguas pluviales.

3.11.2 Guarnición

Es un elemento de forma geométrica de concreto hidráulico simple, cuyas funciones principales son las de delimitar las diferentes áreas de la subestación eléctrica (caseta de control, áreas eléctricas, áreas peatonales). Permitir cambio de nivel entre los pisos terminados que delimita, así como la captación y encauzamiento del escurrimiento pluvial, entre otras.

El diseño para la captación y encauzamiento del escurrimiento pluvial está basado en principios de flujo uniforme de canales, con los métodos en el diseño de conductos de gravedad y permite drenar en forma superficial en la mayor área posible, sin dañar el pavimento, ya sea por volumen o velocidad, ya que existen diferentes épocas del año en donde podría sobre pasar el nivel e inundarse.

3.11.3 Cunetas

Son zanjas revestidas de concreto hidráulico simple o mampostería, (tipo canal), generalmente de forma triangular o trapezoidal que se construyen adyacentes a los hombros de la corona en uno o ambos lados, con el objeto de captar el escurrimiento pluvial sobre la superficie de la corona, de los taludes de los cortes o del terreno contiguo, conduciéndola a un sitio donde no haga daño a la subestación eléctrica.

El ancho mínimo de la cuneta, medido horizontalmente, debe ser de 1.0 m o mayor si se requiere por capacidad hidráulica. El talud interno de la cuneta triangular tipo debe ser de 3:1, del lado de la vialidad, con un tirante de 30 cm y para la cuneta tipo trapezoidal es de 2:1 y tirante de 30 cm a 45 cm. El talud externo para las cunetas tipo triangular y trapezoidal es de 1.5:1.

3.12 Fosa captadora de aceite

La fosa captadora de aceite se conforma por un espacio dentro de la cimentación de cada transformador o reactor de potencia, cuyo propósito es la captación del aceite que eventualmente pueda llegar a fugarse del equipo, originados por maniobras de montaje, mantenimiento, explosión, etcétera. Dada su naturaleza, el diseño civil de la fosa de captación forma parte del diseño de la cimentación del equipo y debe ser de acuerdo con lo establecido en el apartado de cimentaciones.

La capacidad de cada fosa de captación debe ser del 30% del volumen del aceite total de cada unidad. La superficie de captación de la fosa abarcará en su totalidad la proyección horizontal de todos los elementos (tanque principal, tanque conservador, radiadores y boquillas) de los transformadores y/o reactores de

potencia. Cada fosa incluirá una rejilla metálica tipo irving con recubrimiento anticorrosivo diseñada para soportar piedra bola (diámetro entre 12 y 20cm).

La rejilla metálica se instalará a una profundidad suficiente, sobre ésta se colocará una capa de 30cm de espesor de piedra bola, dejando entre esta capa y la parte superior de la fosa, un espacio libre de 15cm. La fosa de captación debe diseñarse considerando que sus escurrimientos descargarán a un tanque colector común mediante un sistema de drenaje subterráneo que funcionará por gravedad a base de tuberías con un diámetro mínimo de 25,4cm (10”).

Este sistema de drenaje no debe tener comunicación con trincheras de cables ni con el drenaje pluvial de la subestación. Deberá estar lo más alejado de estos, ya que el aceite es un líquido inflamable, la ubicación del tanque colector debe ser tal que no interfiera con construcciones y futuras ampliaciones, quedando su localización definida en los planos de cada obra.

3.12.1 Tanque colector de aceite

El tanque colector de aceite se conforma, básicamente, por una cisterna que se construye en la cercanía del equipo de transformación o los reactores de potencia, cuyo propósito es captar el aceite proveniente de las fosas captadoras. El tanque colector debe estar diseñado a base de concreto hidráulico armado con una resistencia de $f'c= 219.6$ MPa (200 kg/cm) y acero de refuerzo de $Fy = 411.6$ MPa (4200 kg/cm).

Condiciones generales: La capacidad del tanque colector debe ser del 120% del volumen del aceite total de la unidad mayor de los equipos de transformación y/o reactores de potencia que descarguen en él. Este tanque no tendrá comunicación con trincheras de cables ni con el drenaje pluvial de la subestación. Se debe incluir un sistema de bombeo y cárcamo para extracción del agua de lluvia mediante una bomba para agua de ½ hp.

Protegida contra la intemperie y con control manual y/o automático con base en un sistema de electro niveles. El tanque colector debe incluir una lumbrera para acceso de un hombre con tapa ciega abatible y una escalera marina en el interior para su acceso. Cuando las unidades cuenten con un sistema contra incendio automático del tipo diluvio, el tanque colector debe tener la capacidad del volumen de agua adicional a descargar en caso de incendio.

4. Obra Electromecánica

4.1 Buses, Herrajes y Aisladores

Se entiende por montaje, tendido y conectado de buses a los trabajos para instalar los aisladores de suspensión y tipo columna, herrajes, accesorios, conectores, cables conductores, tubos conductores, cables de guarda, cables de tierra, que formen los buses o barras colectoras de los diferentes niveles de tensión de la Subestación de Distribución los puentes entre ellos.

Se analizan por separado las actividades por los diferentes niveles de tensión: montaje de cadenas de aisladores de suspensión y del tipo columna, tendido y tensionado del cable conductor y guarda, tendido de tubo conductor y colocación de herrajes y puentes para determinar el precio unitario único por metro lineal de cable o tubo conductor instalado, debiéndose incluir en este precio las bajadas a equipo y las conexiones de cable o tubo entre equipo eléctrico primario.

a) Buses flexibles

- Aisladores: Se deben inspeccionar para descartar los que presenten despostilladuras o defectos críticos, efectuándoles una prueba de resistencia de aislamiento con equipo manual de 1000 V mínimo (previa limpieza) descartándose los que den valores inferiores a 50 000 MΩ.
- Cables: Se deben verificar que sean del material y tamaño o Designación especificado en el proyecto y que no presenten daños.
- Conectores: Se deben inspeccionar los conectores para verificar que los tornillos y arandelas (conectores mecánicos) sean compatibles con el material de los mismos y del cable al que se conectan, considerando el medio ambiente donde se aplican. No se aceptan tornillos ni arandelas cadminizados o cobrizados.
- Herrajes: Se deben inspeccionar para determinar que estén perfectamente galvanizados los que sean de acero, sin rebabas ni defectos. Las grapas pueden ser de bronce con tornillos de acero galvanizado y chaveta de acero inoxidable. Los pernos-ojo deben ser de un diámetro mínimo de 16 mm, y doble tuerca.

Invariablemente se debe comprobar que las chavetas sean de acero inoxidable y la tornillería de acero que sea galvanizada por inmersión en caliente, excepto los que sean de acero inoxidable.

b) Buses rígidos

- Aisladores: Deben ser de porcelana, se inspeccionan para descartar los que presenten despostilladuras o defectos críticos. Se hace una prueba de resistencia de aislamiento con equipo manual de 2 500 V a cada aislador soporte que se vaya a instalar; se deben descartar los aisladores en los que se obtengan lecturas inferiores a 50 000 MΩ a temperatura ambiente de 20 °C y humedad relativa del 65 %.
- Tubos: Los tubos que se instalen son de pared gruesa, con los diámetros IPS indicados en el proyecto, sin golpes o distorsiones, y considerando el medio ambiente donde se aplican.
- Conectores: Se inspeccionan los conectores para verificar que los tornillos y arandelas sean compatibles con el material de los mismos y del tubo al que se conectan. Para las derivaciones con cable de cobre, los conectores deben ser de aleación de cobre o aluminio, los accesorios deben ser de acero galvanizado por inmersión en caliente, de acero inoxidable o de aleación de cobre.

No se aceptan tornillos ni arandelas cadminizados o cobrizados. Adicionalmente los conectores deben presentar superficies bien acabadas sin rebabas y tener indicados en el cuerpo del mismo los datos del fabricante y características para los cuales son aplicables.

c) Cables de guarda

- Herrajes: Se inspeccionan para determinar que estén perfectamente galvanizados los que sean de acero, sin rebabas ni defectos. Las grapas y tornillos son de acero galvanizado y con chaveta de acero inoxidable. Los pernos-ojo deben tener un diámetro mínimo de 16 mm, y doble tuerca.
- Cable: Se debe verificar que sea del tamaño o designación y material indicado en el proyecto y que no presenten daños.
- Conectores: Se inspeccionan los conectores para verificar que sean de aleación de cobre y los tornillos y arandelas sean de acero galvanizado o de aleación de cobre. No se aceptan tornillos ni arandelas cadminizados o cobrizados. Adicionalmente los conectores deben presentar superficies bien acabadas y sin rebabas.

Los aisladores, deben tener la disposición y número de piezas que se indique en los planos de proyecto, de acuerdo a la tensión de operación y el grado de contaminación esperado durante la operación. En el montaje de buses se incluyen los trabajos de taladros y cortes que se requieren para sujetar los herrajes a la estructura, y su reparación con recubrimiento adecuado.



Fig. 4.1 Armado de aisladores

El Contratista debe evitar almacenar o depositar los materiales destinados a la obra directamente sobre la tierra o locales húmedos. En los tornillos de los conectores y accesorios, deben comprobarse su apriete con torquímetros o herramienta similar, para evitar que queden flojos o excesivamente apretados. Se debe vigilar que las chavetas de los herrajes y aisladores estén bien colocadas, evitando con esto su desprendimiento por los efectos de vibraciones.

a) Buses flexibles

- Aisladores: Se arman las cadenas presentando los herrajes y colocando en posición todas las chavetas, las cuales deben ser de acero inoxidable.
- Cables: Se usan cables conforme se indique en el proyecto. No se permiten empalmes en cables conductores. Para los puentes en los extremos de buses, se dejan los cables lo suficientemente largos para pasar por la grapa remate hasta el punto de conexión de la cuchilla o equipo al que se conecta.

En el caso de buses continuos, debe evitarse el cortar los cables en las grapas correspondientes para hacer un puente continuo entre bus y bus. Los conductores de la misma bahía que tengan igual nivel y tamaño o designación, deben conservar la misma flecha y se

acepta una tolerancia máxima de 3 cm entre ellas. El Contratista debe tensionar usando el método de medición directa de flechas.

- Conectores: Se verifica que los conectores sean adecuados al material y tamaño o designación del cable al que se conectan. Se usan conectores de compresión cuando así lo indique el proyecto; en este caso se verifica que se usen los dados y la herramienta adecuada al tamaño o designación que se esté aplicando.

En el caso de puentes a Transformadores de Corriente en las acometidas, debe usarse una conexión en forma de “media pata de gallo”. Se limpian en forma mecánica las superficies donde se apliquen los conectores, desprendiendo el óxido, en el caso de usar conectores para conexión a cobre y aluminio, se les aplica un compuesto inhibidor de óxido a las superficies de contacto.

En el caso de conductores de aluminio, invariablemente se utilizan conectores para conexión a cobre y aluminio aplicando un compuesto inhibidor de óxido en las superficies de contacto, las cuales previamente son limpiadas en forma mecánica quitando todo óxido. No se acepta colocar rellenos ni rebajar superficies y tamaño o designación para adaptar conectores de otro tamaño.

- Herrajes: Se instalan conforme a los detalles del proyecto.



Fig. 4.2 Colocación de bus flexible

b) Buses rígidos

- **Aisladores:** Para su montaje se utiliza únicamente tornillería de acero galvanizado por inmersión en caliente o de acero inoxidable, según se indique en los planos de proyecto.
- **Tubos:** Debe evitarse instalar conectores para unir tubos en forma recta al centro de los claros, pudiendo colocarse hasta un tercio de la longitud del claro entre apoyos. Se deben lijar en cada punto que se instale un conector, excepto en el tipo soporte.
En el montaje de los buses, se deben asegurar los tubos a los aisladores soporte con conectores rígidos en un solo punto que corresponde al extremo donde se unan las bahías de transformadores adyacentes, en el resto los conectores se deben poner del tipo deslizante. Los puentes con tubos de cobre se hacen con dobladora para evitar la distorsión excesiva.
- **Conectores:** Se limpian en forma mecánica las superficies donde se apliquen los conectores, desprendiendo todo el óxido, en el caso de usar conectores para conexión a cobre y aluminio, se les aplica un compuesto inhibidor de óxido a las superficies de contacto. No se acepta colocar rellenos ni rebajar superficies, ni cortar hilos del conductor para adaptar conectores de otro tamaño o designación.



Fig. 4.3 Colocación de bus rígido

c) Cables de guarda

- Se tienden de manera que tengan una flecha de 30 cm a 50 cm aproximadamente en tramos a nivel, y una caída floja cuando estén en desnivel (estructuras de subestación). Los cables de guarda se conectan a los cables de las bajadas de tierra de las columnas de la estructura metálica, con conector mecánico.
- Herrajes: Se instalan conforme a los detalles del proyecto.
- Cable: Los cables de guarda se instalan en la parte superior de las columnas de las estructuras metálicas y los cables de guarda de las líneas de acometida, donde se indique en el proyecto. Se dejan colillas que deben conectarse a las bajadas de tierra en las columnas.
- Conectores: Se limpian en forma mecánica las superficies donde se apliquen los conectores, cuidando de no dañar las superficies galvanizadas o de aluminio. No se acepta colocar rellenos ni rebajar superficies, ni cortar hilos del conductor para adaptar conectores de otro tamaño o designación [11].

4.2 Sistema de tierras

Uno de los aspectos principales para la protección contra sobrecorrientes en la subestaciones es la de disponer de una red de tierra adecuada, a la cual se conectan los neutros de los aparatos, los pararrayos, los cables de guarda, las estructuras metálicas, los tanques de los aparatos y todas aquellas otras partes metálicas que deben estar a potencial de tierra.

Los conductores utilizados en el sistema de tierra en la subestación eléctrica Mactumatza BCO. 1, 1T-30MVA-115/13.8kV-2/5A+1.8MVAR son de cable de cobre de calibre 4/0 AWG por razones mecánicas. Se utiliza cobre por su mejor conductividad, tanto eléctrica como térmica, y, sobre todo, por ser resistente a la corrosión debido a que es catódico respecto a otros materiales que pudieran estar enterrados cerca de él.

Los electrodos que se han clavado en el terreno que sirven para encontrar zonas más húmedas, y por lo tanto con menor resistividad eléctrica. Son especialmente importantes en terrenos desprotegidos de vegetación y cuya superficie, al quedar expuesta a los rayos del sol, está completamente seca. Los electrodos que se ha utilizado son de fierro cubierto de cobre.

Los conectores y accesorios de la red de tierra han servido para unir la red de tierras a los electrodos profundos, las estructuras, los neutros de los bancos de transformadores, etc. se han utilizado conectores atornillados. Estos conectores

deben soportar la corriente de la red de tierra en forma continua. Los conectores son fabricados de bronce de alto contenido de cobre.

Las conexiones eléctricas para la malla de tierra se hicieron por soldado exotérmico. Es un proceso en el que se hace un empalme eléctrico al verter una aleación súper calentada de cobre fundido en el interior de un recinto en el cual se encuentran alojados los conductores a ser unidos. Esta aleación de cobre fundido, contenida y controlada dentro de un molde de grafito hace que los conductores se fundan. Una vez enfriados, los conductores se encuentran empalmados [12].



Fig. 4.4 Soldadura en el sistema de tierras

4.3 Estructuras y soportes

Desde las grandes líneas de transmisión que transportan fuertes bloques de energía, hasta las redes eléctricas de menor distribución, requieren estructuras de acero especiales capaces de soportar las tensiones que exigen los conductores eléctricos para dar los libramientos seguros que demanda un proyecto. Estas estructuras incluyen soportes tubulares para equipos, celosía metálica a base de ángulo y placa, estructura metálica para bahía de A.T. y M.T.

Las estructuras metálicas utilizadas en subestaciones eléctricas de distribución considerando su uso se pueden clasificar en mayores y menores. Las estructuras para la subestación se realizaron a partir de ingeniería base proporcionada por el cliente y autorizada por CFE, de la cual se desarrolla la ingeniería de taller para fabricación. Todas las estructuras son debidamente armadas e inspeccionadas antes de ser entregadas al cliente.

Las estructuras y soportes que se montaron fueron estructura percha tipo “A”, estructura soporte corto trifásico en “H” para cuchillas, estructura soporte largo “H” para aislador tipo pedestal, soporte corto para terminales de potencia y apartarrayos, soporte corto para transformador de instrumento, soporte punta pararrayos y soporte corto para aislador tipo pedestal.



Fig. 4.5 Montaje punta pararrayos

4.4 Tableros Metal Clad

Se consideran todos los trabajos necesarios para el montaje de los tableros “Metal-Clad”, que se instalen en subestaciones de distribución. Es responsabilidad del contratista el montaje y armado de la secciones del tablero, de acuerdo a los diagramas e instructivos del fabricante. El contratista previo al montaje, debe revisar los tableros para verificar que no haya señales de daños externos, deben verificarse los datos de placa y que estén todas las secciones completas.

El tablero viene armado generalmente de fábrica con módulos de dos o tres secciones juntas con todos sus componentes montados, de manera que al juntar los módulos en el orden correcto se arma el tablero completo. El montaje de los módulos debe realizarse a base de maniobras y se procede a fijarlos permanentemente.



Fig. 4.6 Montaje de tableros Metal-Clad

En el caso de los gabinetes de control de cada sección, si el almacenaje se prolonga por mucho tiempo y las condiciones climáticas de temperatura y humedad son desfavorables, se deben almacenar adecuadamente, energizando la calefacción del gabinete de control. El montaje se debe ejecutar de acuerdo a lo indicado en los planos y libro de instrucciones del fabricante.

El personal encargado de ejecutar los ensambles, debe ser especializado (personal de fabricante o avalado por éste) en tales actividades y debe verificar que el montaje quede sobre una superficie nivelada de acuerdo a las tolerancias indicadas por el fabricante en los planos de montaje. Se debe incluir la conexión de estos equipos a la red de tierra existente con cable de cobre de 53,48 mm² de sección como mínimo.

4.5 Cuchillas seccionadoras

Estas aplicaciones se aplican a las cuchillas seccionadoras de potencia que se monten en subestaciones de distribución, para su posterior puesta a punto. Para las cuchillas y sus accesorios, el contratista es el responsable del manejo, traslado, armado y montaje el montaje de las cuchillas seccionadoras debe contemplar las siguientes actividades:

- a) Maniobras de carga, traslado y descarga desde la bodega de entrega hasta el sitio de montaje.
- b) Montaje y nivelación en su posición.
- c) Montaje de accesorios.
- d) Calibración y ajustes.

- e) Colocación y conexión de contactos auxiliares, conexión a buses y al sistema de tierra.
- f) Trabajos de taladros, cortes y soldaduras que se requieren para el montaje de la misma y de su mecanismo, cuando se requiera, así como la protección de los mismos con recubrimiento primario anticorrosivo y acabado del color de la estructura.
- g) Pruebas de puesta a punto conforme al procedimiento de pruebas de campo para equipo primario de subestaciones de acuerdo a lo descrito en el procedimiento de pruebas de campo para equipo primario de subestaciones de distribución de la CFE
- h) En el caso de las cuchillas de operación en grupo, se deben efectuar las operaciones necesarias de apertura y cierre de las mismas y verificarse los ajustes, los cuales deben haberse conservado, en caso necesario se ajustan y se repite la prueba hasta que se obtengan resultados satisfactorios.

Para el montaje de las piezas, se requiere de equipo de maniobra con capacidad para los pesos y características de las piezas por montar, apegándose estrictamente a las indicaciones de los planos e instructivos del fabricante. Se debe tener especial cuidado en el manejo y transporte de las columnas de los aisladores, de tal forma que la porcelana y los accionamientos no se dañen.



Fig. 4.7 Montaje de cuchillas seccionadoras

El montaje de las cuchillas incluye la adecuación de su base y la fijación de ésta y su mecanismo a la estructura, como la protección de trabajos de campo con recubrimiento primario anticorrosivo y acabado del color de estructura. Las verificaciones del funcionamiento indicado en los planes e instructivos, son ejecutadas por el contratista con personal y herramientas necesarias y adecuadas.

Deben incluir la conexión de estos equipos a la red de tierra existente con cable de cobre de 107.20 mm² como mínimo y cintilla flexible en los mandos de las cuchillas de operación en grupo. Para la conexión a los buses u otros equipos se deben utilizar los cables y conectores indicados en el proyecto, a menos que se indique lo contrario en las bases de licitación, el catálogo de conceptos o en la junta de aclaraciones.

Una vez realizada las pruebas y ajustes de las cuchillas se prepara la conexión a los buses o equipos asociados con cable o tubo de cobre, conforme a los planos del proyecto. El mecanismo de las cuchillas motorizadas se conecta al gabinete de control conforme al libro de instrucciones del fabricante, verificando los ajustes en los topes de las posiciones de cierre y apertura, así como el correcto cargado los resortes acumuladores de energía y posición correcta de contactos auxiliares.

4.6 Transformador de potencia

Para los transformadores de potencia tipo intemperie en aceite, usados en las subestaciones de distribución, y que deben ser trasladados, e instalados en su posterior puesta punto. Para el traslado del transformador, no se debe exceder una velocidad de 40 km/h y se coloca un detector de impacto con registro en los tres ejes.

Los accesorios se deben empacar para protegerlos durante el traslado, evitando su deterioro o contaminación. En caso de que se detecten daños, es responsabilidad del contratista hacer corrección, reparación o sustitución necesarias para la operación correcta del equipo. El suministro del transformador incluye el aceite dieléctrico, el cual debe ser nuevo y cumplir con la especificación CFE D31000-19 (aceite aislantes)

Previo al traslado el contratista debe hacer una minuciosa inspección exterior con el objeto de verificar que no haya externos del transformador y de todos sus accesorios, así mismo se revisan las condiciones de presión, punto de rocío de nitrógeno según el caso, haciendo un reporte invariablemente se debe proceder en forma similar a lo anterior, en el lugar de destino, antes de la maniobra de descarga.

Si durante esta actividad o en la inspección minuciosa se detectan daños o irregularidades atribuibles al manejo rudo, se debe asentar en bitácora y notificar a la aseguradora y fabricante. Los transformadores de potencia de alta tensión para facilidad de transporte se embarcan sin aceite aislante y con algunos accesorios separados.

Para preservación de los aislamientos y evitar la entrada de humedad de los mismos durante su transporte, el tanque se llena con nitrógeno de ultra-alta pureza (99.999 %) a presión positiva 0.018MPa, la cual debe conservarse durante todo el tiempo que esté almacenado. Los transformadores deben conectarse a la red de tierra, a los apartarrayos y a los buses conforme se indique en los planos del proyecto.



Fig. 4.8 Montaje de tanque de aceite del transformador

Todo el equipo y accesorios que se debe montar en este concepto, es suministrado por el contratista responsable de su manejo y montaje, obligándose a reponer a entera satisfacción de CFE todos los daños o pérdidas. Dado que la obra electromecánica no comprende el armado del transformador, es importante que los accesorios, se conserven bien guardados en la obra y almacenados de acuerdo con indicaciones del fabricante.

Aplica a los interruptores de potencia desde 13.8kV hasta 138kV con medio de extinción en SF6 o vacío que se instalen en subestaciones de distribución, y que deban ser armados, para su posterior puesta a punto. Es responsabilidad del contratista el montaje y el armado de los interruptores de potencia, de acuerdo a los planos, diagramas e instructivos del fabricante.

Los interruptores, sus accesorios y el SF6 que se use, son suministrados por el contratista y responsable de su manejo y montaje; en caso que no sean instalados de inmediato, el contratista los debe proteger contra humedad y de cualquier otra cosa causa que provoque su deterioro. Deben verificarse los datos de placa y que

todos los accesorios correspondan al número de serie del interruptor señalado por el fabricante. Asimismo, la presencia de presión positiva de SF6 (cuando aplique).

Para el montaje de las piezas es imprescindible una grúa con capacidad para los pesos y características de las piezas por montar, y se deben apegar a las indicaciones del libro de instrucciones del fabricante. Se debe tener cuidado en el manejo y transporte de las columnas de aisladores, para que la porcelana y los accesorios no se dañen.

Los empaques y en general todos los sellos suministrados por el fabricante que se utilicen en el montaje de los accesorios, deben estar limpios así como las superficies en que son asentados y su colocación se hace con cuidado, comprimiéndolos uniformemente, de acuerdo a recomendaciones del fabricante para garantizar su hermeticidad. No se permite la sustitución de sellos, de características diferentes a las recomendadas por el fabricante.

Se deben limpiar los conectores antes de realizar las conexiones eléctricas. Se debe incluir la conexión de estos equipos a la red de tierra existente con cable de cobre de 107.20 mm² de sección como mínimo. Cada bastidor del interruptor de conecta a la red de tierra en dos puntos, con cable de cobre de 107.20 mm² de sección, usando los conectores previstos por el fabricante.

4.7 Interruptores de potencia

Los interruptores de potencia desde 13.8kV hasta 138kV con medio de extinción en SF6 o vacío que se instalen en subestaciones de distribución, y que deban ser armados, para su posterior puesta a punto. Es responsabilidad del contratista el montaje y el armado de los interruptores de potencia, de acuerdo a los planos, diagramas e instructivos del fabricante.

Los interruptores, sus accesorios y el SF6 que se use, son suministrados por el contratista y responsable de su manejo y montaje; en caso que no sean instalados de inmediato, el contratista los debe proteger contra humedad y de cualquier otra cosa causa que provoque su deterioro. Deben verificarse los datos de placa y que todos los accesorios correspondan al número de serie del interruptor señalado por el fabricante. Asimismo, la presencia de presión positiva de SF6 (cuando aplique).

Para el montaje de las piezas es imprescindible una grúa con capacidad para los pesos y características de las piezas por montar, y se deben apegar a las indicaciones del libro de instrucciones del fabricante. Se debe tener cuidado en el manejo y transporte de las columnas de aisladores, para que la porcelana y los accesorios no se dañen.



Fig. 4.9 Montaje de interruptor de potencia

Los empaques y en general todos los sellos suministrados por el fabricante que se utilicen en el montaje de los accesorios, deben estar limpios así como las superficies en que son asentados y su colocación se hace con cuidado, comprimiéndolos uniformemente, de acuerdo a recomendaciones del fabricante para garantizar su hermeticidad. No se permite la sustitución de sellos, de características diferentes a las recomendadas por el fabricante.

Se deben limpiar los conectores antes de realizar las conexiones eléctricas. Se debe incluir la conexión de estos equipos a la red de tierra existente con cable de cobre de 107.20 mm² de sección como mínimo. Cada bastidor del interruptor de conecta a la red de tierra en dos puntos, con cable de cobre de 107.20 mm² de sección, usando los conectores previstos por el fabricante.

4.8 Transformadores de potencial, transformadores de servicios propios y apartarrayos

Dentro de este concepto se considera la colocación y conexión de los apartarrayos, transformadores de corriente, dispositivos de potencial y transformadores de potencial, monofásicos, tipo pedestal, transformadores de servicio propio, para servicio intemperie y tensiones nominales desde 13.8kV, hasta 138kV que se instalen en Subestaciones de Distribución, para su posterior puesta a punto.

a) Transformadores de potencial

Se verifica en la placa de datos del equipo, el número de devanados, precisión y relación de transformación, los cuales deben coincidir con los señalados en el proyecto, y conforme a la cantidad y características de acuerdo con las especificaciones y planos de proyecto para la obra.

b) Apartarrayos

Se verifica la tensión, la clase y el número de secciones que integran el apartarrayos, los anillos equipotenciales y contador de descargas si forman parte del mismo, debiendo verificar que cada sección de un mismo apartarrayos corresponda al mismo número de serie. Se seleccionan los que se indiquen en el proyecto, y conforme a la cantidad y características de acuerdo con las especificaciones y planos de proyecto.

c) Transformadores de Servicios Propios

Se verifica la placa de datos del equipo, la relación de transformación y que la capacidad coincidan con las especificaciones y los planos del proyecto.

Para el montaje de las piezas, se requiere de equipo de maniobra adecuado, tomando en cuenta el peso y las características de las piezas por montar y a lo indicado en el instructivo del fabricante. Al conectar el equipo con los buses y demás equipos, se debe vigilar que los conectores estén limpios y se aprieten uniformemente para garantizar un buen contacto.



Fig. 4.10 Montaje de apartarrayos

Se deben comprobar las distancias mínimas a tierra respecto a trabes o estructuras y entre fases a otros equipos, puentes o buses, así como las de seguridad para el personal. Debe incluir la conexión de todos los equipos a la red de tierra existente con cable de cobre de 107.20 mm² como mínimo para los equipos. Para la conexión a los buses u otros equipos, se debe usar los cables y conectores indicados en el proyecto.

a) Transformadores de Potencial

Se comprueba en la placa de datos del equipo el número de devanados, precisión y relación de transformación que se indique en el proyecto, colocándolo con la orientación indicada en los planos y de manera que la caja de tablillas secundarias quede hacia el registro o trinchera más próximo. Los transformadores de potencial se conectan a los buses con cable de cobre de 85.01 mm² como mínimo.

b) Apartarrayos

Se deben comprobar en la placa de datos la tensión, la clase y el número de secciones (verificando que coincidan los números de serie) que integran el apartarrayos, colocándole los anillos equipotenciales y contador de descargas si forman parte del mismo, montándolos en la posición que indique el proyecto. Los apartarrayos se conectan a los buses o equipos asociados con cable de cobre de 107.20 mm² como mínimo.

c) Transformadores de Servicios Propios

Se comprueba en la placa de datos de los equipos, que la relación de transformación y la capacidad coincidan con el proyecto, se deben montar en la posición que indique el mismo. Los transformadores de servicios propios se conectan a los cortacircuitos fusibles con cable de cobre de sección transversal 67.43 mm² como mínimo.

4.9 Tableros de protección, control, medición y servicios propios

Esta actividad se refiere a los tableros de Protección, Control, y Medición (PCyM o SISCO PROMM) y a los de servicios propios de corriente directa y de corriente alterna (SP) que se instalan en la caseta de control de las Subestaciones de Distribución, para su posterior puesta a punto. Se consideran todos los trabajos necesarios para el montaje de los tableros en su posición, la conexión a los cables de control conforme a los listados de cableado de control.

El tablero viene ensamblado y alambrado de fábrica, el cual debe montarse y nivelarse en el sitio indicado, de acuerdo a los planos de proyecto. Se procede a

unir o acoplar las otras secciones que integran el tablero completo, procediendo a fijarlos permanentemente con puntos de soldadura o pernos. Los tableros que sean autosoportados se deben fijar permanentemente con puntos de soldadura o pernos conforme a las indicaciones del proyecto.



Fig. 4.11 *Tableros de Protección, Control, y Medición*

Se retocan los daños a los acabados de pintura durante el traslado. A partir del diagrama unifilar, de los diagramas de los equipos instalados y los cables de control, se preparan los diagramas trifilares, esquemáticos de control, fuerza y alumbrado y lista de cables que se requieren, que una vez revisados, se procede al cableado, identificando, marcando y conectando los cables de control.

Conforme a los diagramas del tablero y los instructivos de los equipos proporcionados por el fabricante y sobre la base de los diagramas esquemáticos de control y las listas de cables preparadas por el Contratista, se procede a conectar los cables de interconexión con los otros tableros de control, de servicio propio y telecontrol.

Cuando se requiere el montaje y alambrado de accesorios, conmutadores, focos o relevadores no incluidos en los esquemas de los tableros suministrados, o que se requieren cambiar, estas modificaciones deben ejecutarse con personal especializado, así como los materiales y herramientas necesarios. La llegada de cables de control a los tableros y su identificación es conforme al proyecto, por lo que se deben hacer a los tableros las adaptaciones que sean necesarias.

4.10 Tendido de cables de control y fuerza

Consiste en el tendido de cables de control y fuerza, conforme a la lista de cables preparada por el personal especializado del Contratista, a través de ductos conduit, charolas, registros o trincheras desde los gabinetes de control de equipos, cajas de tablillas secundarias o terminales de los diferentes equipos y aparatos, hasta los tableros en la caseta de control o entre los mismos equipos o tableros.

Se colocan los cables en las trincheras o ductos, según el caso, siguiendo la trayectoria indicada en los planos de proyecto. Una vez tendido el cable, se conecta a las tablillas de los tableros o gabinetes de control, de acuerdo a las listas de cables. Se debe tener cuidado de no dañar la cubierta de los cables durante su tendido, lubricando con talco los ductos en caso necesario.

Todos los cables después de tendidos se etiquetan con una numeración en los extremos de cada cable de manera que cada cable realice una función específica, conforme a lo indicado en los planos de proyecto. Los cables de control se deben marcar como mínimo con una solera de aluminio de 1 cm de ancho, y aproximadamente 6 cm de largo con perforaciones en los extremos y número y letras de golpe o de acuerdo con los planos de proyecto.



Fig. 4.12 Tendido de cables por ductos y trincheras

Los cables deben ser de una sola pieza, y deben dejarse dos vueltas en los registros más próximos a cada extremo del cable. No se permiten empalmes en cables de control por lo que se debe hacer una medición cuidadosa antes de tenderlo. Para el cableado de luminarias o circuitos de fuerza, éste se hace conforme a los planos de proyecto, formando los circuitos indicados por áreas, los cuales se canalizan a través de los ductos existentes, usando cable de control.

4.11 Instalación de banco de baterías y sus cargadores

Consiste en el armado, conexión y pruebas del banco de baterías y sus cargadores, para su posterior puesta a punto. El Contratista debe suministrar las baterías, el electrolito, los bastidores, los conectores, las terminales, los cargadores y otros accesorios para su instalación en la caseta de control, de acuerdo con los planos de proyecto.

Se deben armar y colocar en su sitio, los elementos que formen la estructura para soportar el banco de acuerdo con la disposición mostrada en los planos, y al instructivo del fabricante. Una vez terminado el armado de la estructura soporte del banco de baterías, se debe sujetar con sus pernos de anclaje y aplicar 3 capas de recubrimiento anticorrosivo, y se deben pegar tiras de corcho o neopreno para asentar las baterías.

Posteriormente, se colocan las baterías sobre la estructura y se conectan sus terminales como lo indican los planos, numerando los recipientes para su control y mantenimiento. El equipo cargador de baterías se debe montar en los soportes habilitados conforme al detalle del proyecto, fijándolo con sus pernos de anclaje. Una vez terminado el anclaje del banco y del cargador de baterías, se alambran entre sí.

4.12 Equipo de comunicación y control

Consiste en la instalación de la torre de comunicaciones con sus retenidas, así como las luces de señalización correspondientes. Las torres y cables deben ser suministrados por el contratista, quien es el responsable del manejo, traslado y montaje. El Contratista al recibir la torre de comunicaciones, equipos de comunicación y sus accesorios, los debe revisar minuciosamente para verificar que no hayan sufrido daño alguno durante su transportación.

La erección de la torre debe hacerse tomando en consideración las recomendaciones del fabricante, tales como: el número de las retenidas (si las requiere), la separación de la base a las anclas, el número de juegos de luces de obstrucción debe ser considerando la altura de la torre, las características ambientales y de velocidad de viento en el lugar de instalación.



Fig. 4.13 Montaje de antenas de comunicación

4.13 Instalación de banco de capacitores

Dentro de este concepto se considera el armado, montaje, conexión y prueba de los bancos de capacitores que se instalen en Subestaciones de Distribución, para su posterior puesta a punto. El Contratista debe verificar conforme a los planos de proyecto, las características y datos de placa, cantidad de elementos y accesorios que integren el banco de capacitores, conforme a los planos del fabricante y la lista de empaque, revisando que no tengan daños.



Fig. 4.14 Montaje de banco de capacitores

Antes del montaje, se limpian perfectamente las unidades y se prueban; una vez armado el banco, se deben montar los accesorios de protección incluyendo el cableado correspondiente. Cada bastidor del banco de capacitores se debe conectar a la red de tierra en dos puntos, con cable de cobre de sección transversal de 53.48 mm² como mínimo, usando los conectores previstos por el fabricante.

La conexión del banco de capacitores a los buses o cuchillas se debe hacer conforme lo indiquen los planos del proyecto usando cable o tubería de cobre. El equipo complementario (interruptor, apartarrayos, cuchillas, transformadores de potencial, transformadores de corriente y otros), se considera conforme a lo indicado en los planos de proyecto.

4.14 Cables de potencia

Consiste en el tendido de los cables de potencia a través de ductos, trincheras y registros, preparación de terminales, pruebas y conexión conforme a los planos del proyecto. Se deben verificar las características y longitudes de los cables de potencia, así como de las terminales y accesorios, inspeccionando que no presenten daños o rotura de sellos, cualquier discrepancia o daño detectado, debe ser corregido.

Usando los accesorios para el tendido y jalado de los cables por las trayectorias indicadas en el proyecto, dejando las vueltas en los puntos señalados. En el caso del jalado de cables, no deben sobrepasarse las tensiones y radios mínimos indicados en el proyecto, para lo cual se deben instalar las poleas y dinamómetros necesarios para el control de estos parámetros, cumpliendo con las normas de CFE de distribución subterránea.

4.15 Pintura y nomenclatura

Todos los equipos que lleven pintura deben tener un acabado color MARFIL 24 Especificación CFE L0000-15, con una franja de color de acuerdo a la tensión de operación conforme a lo descrito en el documento de Normalización de Nomenclatura y Pintura de Equipo y Letreros de Identificación de Subestaciones de Distribución. Subdirección de Distribución de la CFE.

Los equipos que lleguen con un color diferente, deben ser preparados y pintados con un acabado conforme a la tabla A-5 de la Especificación CFE D8500-02 "Recubrimientos Anticorrosivos", para tener el color indicado de acuerdo a lo descrito en el documento de Normalización de Nomenclatura y Pintura de Equipo y Letreros de Identificación de Subestaciones de Distribución. Subdirección de Distribución de la CFE.

Los equipos que se reciban de fábrica con un acabado de color MARFIL 24, solamente deben ser retocados en caso necesario y agregarle la franja de color correspondiente a la tensión de operación. Se debe indicar la nomenclatura en todos los equipos, conforme a las claves del Reglamento de Operación Sistema, de acuerdo a lo descrito en el documento Normalización de nomenclatura, pintura de equipo y letreros de identificación de Subestaciones de Distribución.

Las placas de identificación, deben ser de lámina calibre 16 pintada con primario de Cromato de Zinc y acabado con pintura de poliéster color amarillo, de 40 cm x 15 cm, con números y letras color negro conforme a las claves de operación del sistema. Dentro de la subestación de Distribución se deben instalar letreros preventivos conforme se indica a la norma NRF-013-CFE.

Se deben verificar la calidad y espesores de recubrimiento conforme a la especificación CFE D8500-01, los acabados deben ser uniformes y conforme a los colores indicados de acuerdo a lo descrito en Normalización de nomenclatura, pintura de equipo y letreros de identificación de Subestaciones de Distribución, los letreros deben ser de las dimensiones especificadas y montados en la posición correcta con tornillería de bronce o acero inoxidable.

4.16 Montaje de sistema contra intrusos

Cada subestación presenta características diferentes, que determinan el sistema contra intrusos, pero generalmente se enfoca a la construcción de bardas perimetrales, sistemas de detección de intrusos, alarmas audibles, alumbrado y letreros, así como su señalización al centro de control maestro para su monitoreo, en las bases de licitación se indica el alcance de este concepto.

Para la instalación del sistema contra intrusos se debe contar con lo siguiente:

- a) Iluminación: Se debe tener suficiente iluminación de campo con luminarias en postes ubicadas de acuerdo al proyecto de alumbrado.
- b) Barda: Se debe construir el muro perimetral de acuerdo a los planos de proyecto.
- c) Alarmas: Se debe contar con alarmas de detección de intrusos sonora, local y remota a través de control supervisorio. Se deben utilizar detectores de apertura de puertas o ventanas del tipo magnético, ubicados en las puertas de acceso a la caseta y en los portones de acceso a la subestación y a la entrada hombre. En caso de que se especifiquen otro tipo de detectores, deben instalarse de acuerdo a proyecto.
- d) Letreros: Se deben instalar letreros de advertencia, restrictivos y prohibitivos, tanto interior como exteriormente, de acuerdo a lo indicado en el proyecto. Los letreros deben cumplir con lo indicado en la norma de

referencia NRF-013 y en caso de no especificar el material de los mismos, deben construirse de lámina galvanizada tal y como se indica en la misma norma [11].

5. Pruebas a Equipos

5.1 Descripción

A continuación se describe las generalidades del mantenimiento y los tipos de éste que se aplican al equipo eléctrico; también, se describen en forma breve, algunas de las principales pruebas de fábrica que se realizan al equipo eléctrico primario para subestaciones.

El objeto principal, es exponer las Pruebas de Campo describiendo; su teoría, aplicación, recomendaciones para su ejecución y las figuras de conexión de las mismas. Contiene también los formatos para registrar los resultados y proporcionar la información correspondiente para su evaluación; así mismo, se mencionan las pruebas que se realizan a Bancos de Baterías y Red de Tierras, con las mismas consideraciones que para el equipo primario.

Las pruebas de campo son actividades dentro de los trabajos de mantenimiento y puesta en servicio, que el personal lleva a cabo en forma periódica, con la finalidad de mantener índices de confiabilidad y continuidad aceptables.

5.1.1 Generalidades del mantenimiento

Con base en los resultados obtenidos de pruebas realizadas al equipo eléctrico, el personal responsable del mantenimiento, tiene los argumentos suficientes para tomar la decisión de energizar o retirar de servicio un equipo que requiera mantenimiento.

Para el mantenimiento del equipo, es conveniente considerar los aspectos siguientes:

- Archivo histórico, análisis de resultados y tendencias obtenidas en inspecciones y pruebas.
- Las condiciones operativas de los equipos y las recomendaciones de los fabricantes.
- Establecer las necesidades de mantenimiento, refacciones y herramienta especial requerida para cada equipo.
- Formular las actividades de los programas de mantenimiento.
- Determinar actividades con prioridad de mantenimiento para cada equipo en particular.

- Contar con personal especializado y competente para realizar las actividades de mantenimiento al equipo y establecer métodos para su control.

Al mejorar las técnicas de mantenimiento, se logra una productividad mayor, se incrementa la seguridad del personal y operativa del equipo, además se reducen los costos de los mismos. Los tipos de mantenimientos que se pueden aplicar al equipo en operación, son los siguientes:

- Mantenimiento correctivo.
- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento predictivo.

Para cada uno de ellos, se describen a continuación sus principales características y definiciones:

Mantenimiento correctivo.

Es el concepto de mantenimiento más antiguo, puesto que permite operar el equipo hasta que la falla ocurra antes de su reparación o sustitución. Este tipo de mantenimiento requiere poca planeación y control, ocasionando interrupciones al servicio. Las desventajas de este, lo hacen inaceptable en las instalaciones, ya que el trabajo es realizado sobre una base de emergencia, la cual resulta en un ineficiente empleo de la mano de obra, materiales y refacciones.

Mantenimiento preventivo.

Las actividades de mantenimiento preventivo, tienen la finalidad de evitar que el equipo falle durante el período de su vida útil y la técnica de su aplicación, se apoya en el análisis de antecedentes históricos del equipo después de pasar el período de puesta en servicio, reduce sus posibilidades de falla, este tipo de mantenimiento basa sus actividades en aspectos de periodicidad, realizando pruebas y programando mantenimientos, con base a lo preestablecido para cada tipo de equipos.

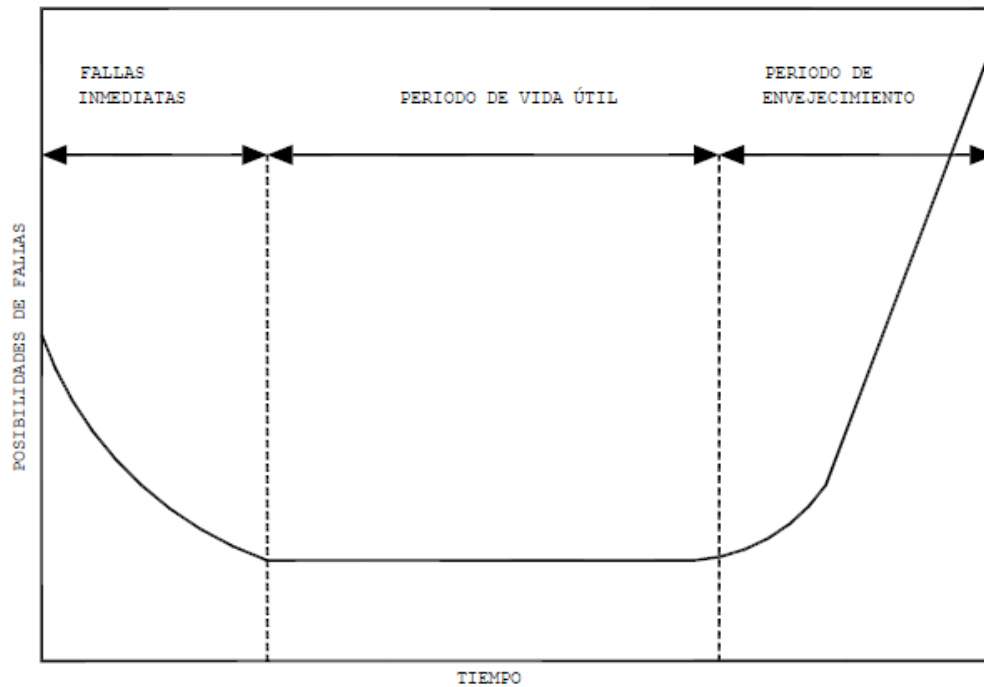


Fig. 5.1 Curva de vida útil

Mantenimiento predictivo

El tipo de mantenimiento predictivo, tiene como finalidad combinar las ventajas de los dos tipos de mantenimiento anteriores; para lograr el máximo tiempo de operación del equipo, se aplican técnicas de revisión y pruebas más avanzadas, requiere de controles rigurosos para su planeación y ejecución.

Además durante los últimos años, se han venido desarrollando diversas técnicas de diagnóstico tanto en línea como por muestreo que no requiere desenergizar al equipo primario, difiriendo los periodos de atención de aquellas pruebas tradicionales consideradas dentro del mantenimiento preventivo y que requieren necesariamente sacar de servicio el equipo.

Periodicidad en el mantenimiento.

El aspecto de periodicidad para la atención de los equipos y dispositivos que conforman una Subestación Eléctrica, es un concepto que ha venido variando significativamente con el tiempo; producto principalmente del continuo desarrollo tecnológico alcanzado tanto en el diseño y fabricación de tales componentes, como en la implementación de nuevas y mejores técnicas de prueba, verificación, supervisión, monitoreo y diagnóstico.

No obstante lo anterior, y con el único propósito de establecer una referencia o guía práctica, dirigida sobre todo hacia aquel personal técnico que se inicia en estas actividades del mantenimiento a Subestaciones [13], se muestran en la

siguiente tabla algunas recomendaciones de periodicidades mínimas de mantenimiento a equipo primario.

Esta tabla, debe complementarse con las recomendaciones establecidas en los instructivos de mantenimiento y operación del fabricante, historial de operación, corrientes interrumpidas, medio aislante, medio ambiente, tipo de mecanismo, etc., que puede modificar la periodicidad requerida.

Equipo	Actividad	Periodo	
		Meses	Años
Transformador de potencia en M.T y A.T	Pruebas eléctricas		2
	Análisis de gases	6	
	Mantenimiento, secado y cambio de aceite en cambiador de derivaciones y devanados		10
	Reemplazo de aceite a cambiador de derivaciones		5
	Mantenimiento a sistema de enfriamiento		1
	Mantenimiento a equipos auxiliares		1
Cuchillas desconectores en A.T	Limpieza, lubricación, y engrase de rodamientos y barra de accionamientos		2
	Pruebas eléctricas		3
Red de tierras	Pruebas y mantenimiento		3
Banco de batería y cargadores	Medición de densidades, reposición de niveles y voltajes	1	
	Limpieza de celdas	1	
	Reapriete de conexiones y lubricación	1	
	Revisión y limpieza de cargadores	6	

Tabla 5.2 Recomendación de periodicidad máxima de mantenimiento

Equipo	Actividad	Periodo	
		Meses	Años
Interruptores de potencia SF6 y PVA en A.T	Pruebas eléctricas		3
	Mantenimiento a cámaras y mecanismos		4
	Cambio de aceite a cámaras		2
	Medición de humedad residual SF6		3
Interruptores de potencia SF6, PVA y vacío en M.T	Pruebas eléctricas		3
	Mantenimiento a cámaras y mecanismos		4
	Cambio de aceite a cámaras		1
	Medición de humedad residual SF6		3
Interruptores de gran volumen de aceite	Pruebas eléctricas		2
	Mantenimiento a cámaras y mecanismos		4
	Cambio de aceite		4
	Mantenimiento a motocompresores y auxiliares	6	
	Mantenimiento a mecanismos neumáticos		2

Tabla 5.3 Recomendación de periodicidad máxima de mantenimiento (continuación)

5.2 Teoría general de las pruebas

5.2.1 Resistencia de aislamiento

La resistencia de aislamiento se define como la oposición al paso de una corriente eléctrica que ofrece un aislamiento al aplicarle una tensión de corriente directa durante un tiempo dado, medido a partir de la aplicación del mismo y generalmente expresada en Megaohms (MΩ), Gigaohms (GΩ) o Teraohms (TΩ).

A la corriente resultante de la aplicación de tensión de corriente directa, se le denomina "**Corriente de Aislamiento**" y consta de dos componentes principales:

- a) La corriente que fluye dentro del volumen de aislamiento es compuesta por:
 - i) Corriente Capacitiva.
 - ii) Corriente de Absorción Dieléctrica.
 - iii) Corriente de conducción irreversible.

i).- Corriente Capacitiva

Es una corriente de magnitud comparativamente alta y de corta duración, que decrece rápidamente a un valor despreciable (generalmente en un tiempo máximo de 15 segundos) conforme se carga el aislamiento, y es la responsable del bajo valor inicial de la Resistencia de Aislamiento. Su efecto es notorio en aquellos equipos que tienen capacitancia alta, como transformadores de potencia, máquinas generadoras y cables de potencia de grandes longitudes.

ii).- Corriente de absorción dieléctrica

Esta corriente decrece gradualmente con el tiempo, desde un valor relativamente alto a un valor cercano a cero, siguiendo una función exponencial. Generalmente los valores de resistencia obtenidos en los primeros minutos de una prueba, quedan en gran parte determinados por la Corriente de Absorción.

Dependiendo del tipo y volumen del aislamiento, esta corriente tarda desde unos cuantos minutos a varias horas en alcanzar un valor despreciable; sin embargo para efectos de prueba, puede despreciarse el cambio que ocurre después de 10 minutos.

iii).- Corriente de conducción irreversible

Esta corriente fluye a través del aislamiento y es prácticamente constante, predomina después que la corriente de absorción se hace insignificante.

b) Corriente de Fuga

Es la que fluye sobre la superficie del aislamiento. Esta corriente al igual que la Corriente de Conducción irreversible, permanece constante y ambas constituyen el factor primario para juzgar las condiciones del aislamiento.

Absorción dieléctrica

La resistencia de aislamiento varía directamente con el espesor del aislamiento e inversamente al área del mismo; cuando repentinamente se aplica una tensión de corriente directa a un aislamiento, la resistencia se inicia con un valor bajo y gradualmente va aumentando con el tiempo hasta estabilizarse.

Graficando los valores de resistencia de aislamiento contra tiempo, se obtiene una curva denominada de absorción dieléctrica; indicando su pendiente el grado relativo de secado y limpieza o suciedad del aislamiento. Si el aislamiento está húmedo o sucio, se alcanzará un valor estable en uno o dos minutos después de haber iniciado la prueba y como resultado se obtendrá una curva con baja pendiente.

La pendiente de la curva puede expresarse mediante la relación de dos lecturas de resistencia de aislamiento, tomadas a diferentes intervalos de tiempo, durante la misma prueba. A la relación de 60 a 30 segundos se le conoce como "Índice de Absorción", y a la relación de 10 a 1 minuto como "Índice de Polarización".

Los índices mencionados, son útiles para la evaluación del estado del aislamiento de devanados de transformadores de potencia y generadores.

Factores que afectan la prueba

Entre los factores que afectan la prueba y tienden a reducir la resistencia de aislamiento de una manera notable son: la suciedad, la humedad relativa, la temperatura y la inducción electromagnética; para la suciedad, es necesario eliminar toda materia extraña (polvo, carbón, aceite, etc.) que esté depositada en la superficie del aislamiento; para la humedad, se recomienda efectuar las pruebas a una temperatura superior a la de rocío.

La resistencia de aislamiento varía inversamente con la temperatura en la mayor parte de los materiales aislantes; para comparar adecuadamente las mediciones periódicas de resistencia de aislamiento, es necesario efectuar las mediciones a la misma temperatura, o convertir cada medición a una misma base.

Esta conversión se efectúa con la siguiente ecuación:

$$R_c = K_t(R_t) \quad \text{Ec 5.1}$$

De donde:

R_c = Resistencia de aislamiento en Megaohms corregida a la temperatura base.

R_t = Resistencia de aislamiento a la temperatura que se efectuó la prueba.

K_t = Coeficiente de corrección por temperatura.

La base de temperatura recomendada, es de 20°C para transformadores y 40°C para máquinas rotatorias, que nos permiten comparar en forma objetiva los resultados en forma homogénea independientemente para eliminar los efectos de la temperatura en las pruebas se cuenta con factores de corrección de la temperatura en que se realiza la prueba. Para otros equipos, como interruptores, apartarrayos, boquillas, pasamuros, etc., no existe temperatura base, ya que la resistencia con respecto a la temperatura es estable.

Para equipos a probar, que se encuentren bajo el efecto de inducción electromagnética, es necesario acondicionar un blindaje para drenar a tierra las corrientes inducidas que afectan a la prueba. Una forma práctica para el blindaje, es utilizar malla metálica multiaterrizada (jaula de Faraday) sobre el equipo, soportada con material aislante.

Para realizar lo anterior, se deben tomar las medidas estrictas de seguridad por la proximidad con otros equipos energizados. Otro factor que afecta las mediciones de resistencia de aislamiento y absorción dieléctrica es la presencia de carga previa en el aislamiento. Esta carga puede originarse porque el equipo trabaja

aislado de tierra o por una aplicación de la tensión de C.D. en una prueba anterior. Por tanto es necesario que antes de efectuar las pruebas se descarguen los aislamientos mediante una conexión a tierra.

5.2.2 Prueba de factor de potencia a los aislamientos

Una de las aplicaciones de esta prueba es conocer el estado de los aislamientos, basándonos en la comparación de un dieléctrico con un condensador, en donde el conductor energizado se puede considerar una placa y la carcasa o tierra del equipo como la otra placa del capacitor.

El equipo de prueba de aislamiento F.P. mide la corriente de carga y Watts de pérdida, en donde el factor de potencia, capacitancia y resistencia de corriente alterna pueden ser fácilmente calculados para una tensión de prueba dado.

El Factor de Potencia de un aislamiento es una cantidad adimensional normalmente expresada en por ciento, que se obtiene de la resultante formada por la corriente de carga y la corriente de pérdidas que toma el aislamiento al aplicarle una tensión determinada, es en sí, una característica propia del aislamiento al ser sometido a campos eléctricos.

Debido a la situación de no ser aislantes perfectos, además de una corriente de carga puramente capacitiva, siempre los atravesara una corriente que está en fase con la tensión aplicada (I_r), a esta corriente se le denomina de pérdidas dieléctricas, en estas condiciones el comportamiento de los dieléctricos queda representado por el siguiente diagrama vectorial.

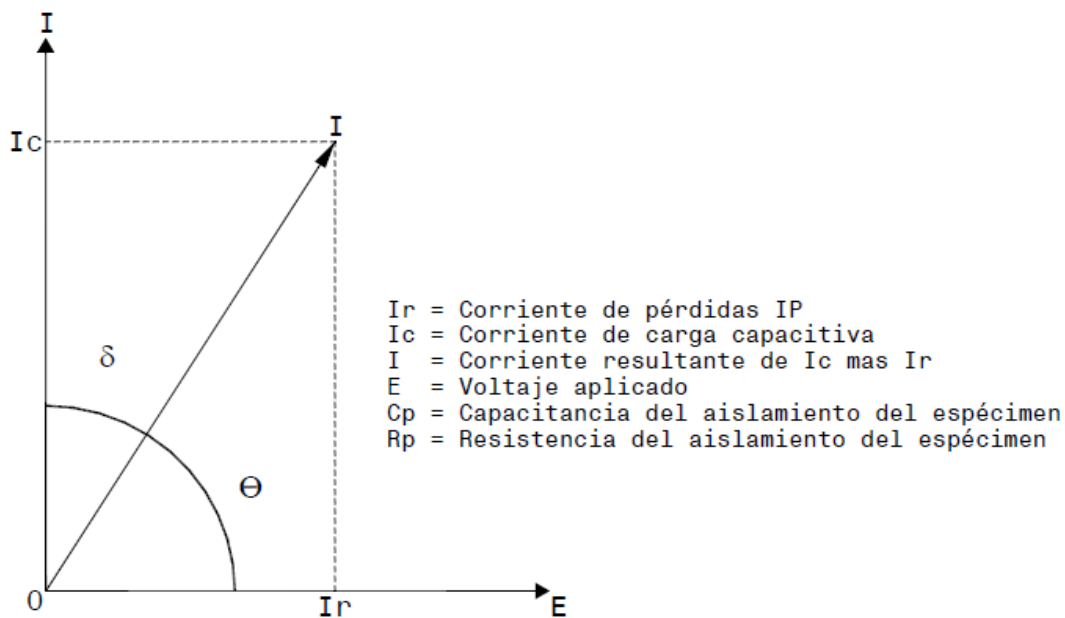
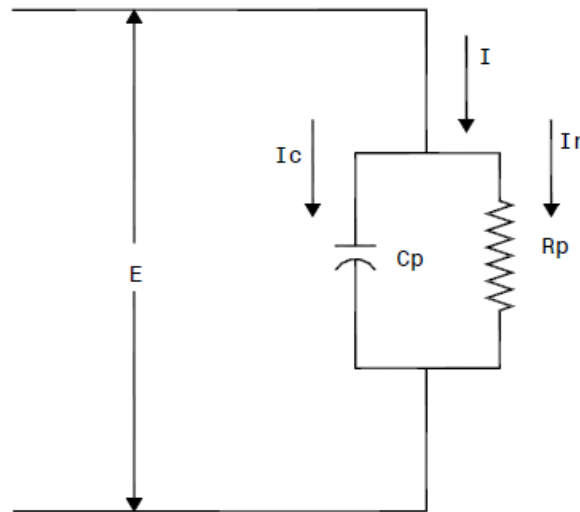


Fig. 5.4 Diagrama vectorial que muestra el comportamiento de un aislamiento al

aplicarle una tensión dada



$$\text{WATTS} = E * I * \text{COSENO } \theta$$

$$\text{FACTOR DE POTENCIA} = \text{COSENO } \theta = \frac{\text{WATTS}}{E * I}$$

Fig. 5.5 Circuito simplificado equivalente de un dieléctrico

Para aislamientos con bajo Factor de Potencia, (I_c) e (I) son sustancialmente de la misma magnitud y la corriente de pérdidas (I_r) muy pequeña, en estas condiciones el ángulo θ es muy pequeño y el Factor de Potencia estará dado entonces por:

$$FP = \text{COS}\theta = \text{SEN}\sigma \text{ y practicamente} = \text{TAN}\sigma$$

De lo anterior se desprende que el Factor de Potencia siempre será la relación de los Watts de pérdidas (I_r), entre la carga en Volts-Amperes del dieléctrico bajo prueba (I).

El método de medida del equipo de prueba, se fundamenta, en un circuito puente de resistencias y capacitores. Con el conocimiento de los valores de la corriente de carga, la tensión de prueba y la frecuencia, la capacitancia del aislamiento puede ser determinada de la siguiente manera.

$$X_c = \frac{V}{I}$$

Ec 5.2

$$C = \frac{1}{w * X_c}$$

La capacitancia de aislamientos secos no es afectada apreciablemente por la temperatura; sin embargo en los casos de aislamientos húmedos o contaminados, esta tiende a incrementarse con la temperatura. Tomando en consideración que la reactancia de los aislamientos es predominantemente capacitiva y las pérdidas eléctricas reducidas, la magnitud de la corriente de carga puede calcularse por:

$$I = V * w * C \qquad \text{Ó} \qquad VA = V^2 * w * C \qquad \text{Ec 5.3}$$

Donde

- I = Magnitud de la corriente de carga.
- V = Potencial aplicado.
- w = Frecuencia angular ($2\pi f$).
- C = Capacitancia.

De las fórmulas anteriores puede determinarse la máxima capacitancia que un equipo de prueba puede aceptar para obtener mediciones confiables. Por ejemplo:

La máxima capacitancia que un modelo específico de equipo de prueba de 10 KV, puede medir por 15 minutos es:

$$C = \frac{I}{w * V} = \frac{0.200 \times 10^{12}}{377 \times 10^4} = 53,000 \text{ picofaradios}$$

Y en forma continua:

Ec 5.4

$$C = \frac{I}{w * V} = \frac{0.100 \times 10^{12}}{377 \times 10^4} = 26,500 \text{ picofaradios}$$

Las boquillas para Transformadores, Interruptores, etc. usualmente tienen capacitancias considerablemente menores que los valores calculados anteriormente.

Los cables de potencia de gran longitud, pueden tener una capacitancia que excede los 26,500 picofaradios del medidor, se recomienda hacer el cálculo previo del valor de la capacitancia del cable que se trate, para poder efectuar la prueba de factor de potencia.

Los equipos con capacitancias mayores que los valores límites calculados para cada tipo de medidor de factor de potencia, deben ser probados a tensiones menores.

El diagrama simplificado muestra en forma general los circuitos principales que conforman un equipo para medición de factor de potencia. Con base en dicho diagrama a continuación se describe la operación del equipo. De la fuente de

suministro se conecta el autotransformador que alimenta a través del conmutador reversible, cambiando la polaridad al transformador de alta tensión con lo cual se elimina la interferencia causada por el campo eléctrico de otros equipos energizados.

La alimentación al circuito amplificador puede ser conmutada a las posiciones A, B, C.

En la posición "A" el medidor es ajustado a escala plena por medio del control.

En la posición "B" el medidor registra la tensión a través de R_B el cual es función de la corriente total I_T y la lectura que se tiene son mili amperes.

En la posición "C" la entrada al circuito amplificador consiste de ambas tensiones, la tensión a través de la resistencia R_B y la tensión V_R , ambas tensiones están en oposición y pueden ser balanceados por el ajuste de R .

No es posible un balance completo, la tensión a través de R_B incluye ambas componentes, en fase (I_R) y la componente en cuadratura (I_c); mientras en el circuito de referencia la tensión a través de r esta en cuadratura, y se puede variar su valor, por lo tanto se tiene un balance parcial o una lectura mínima la cual es proporcional a la tensión a través de R_B , resultando la corriente en fase (I_R).

El producto de la mínima lectura y el multiplicador de Watts es igual a los Watts de pérdida disipados en el espécimen bajo prueba.

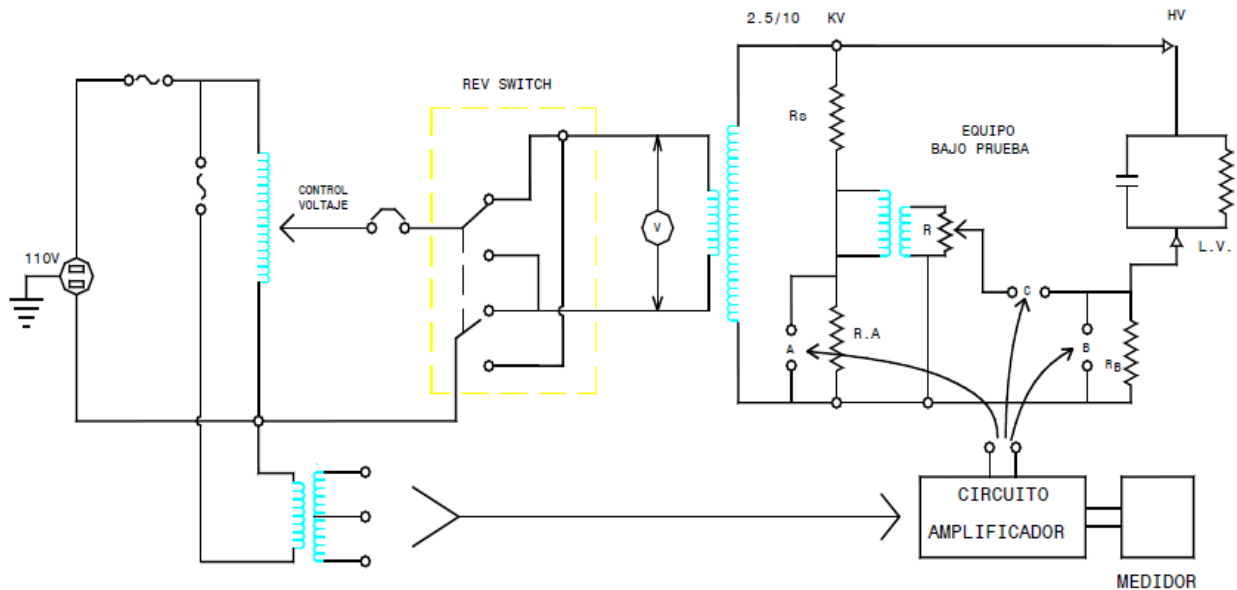


Fig. 5.6 Circuito simplificado de equipo F.P.

Métodos de prueba con el equipo para medición de factor de potencia

a) Espécimen aterrizado

Se prueba en GST (Ground Specimen Test-Espécimen bajo prueba aterrizado). Cuando el selector de LV se coloca en posición GROUND, el cable LV es conectado a potencial de tierra. De esta forma el cable de baja tensión (LV) puede ser utilizado para aterrizar el espécimen bajo prueba. Es también posible aterrizar el espécimen, utilizando la terminal de tierra del cable de alta tensión (HV), del cual se muestra un detalle en la figura 5.7. Otra forma es aterrizar directamente a tierra.

b) Espécimen guarda

Se prueba en GST-GUARD. Cuando el selector del LV se coloca en posición GUARD, el cable LV es conectado a guarda del equipo de prueba, haciendo una comparación entre las figuras se puede observar esta diferencia entre ambos circuitos de medición entre las terminales de alta tensión y tierra. La simple diferencia entre las dos figuras es la posición de la conexión del cable LV con respecto al medidor de mVA (milvoltamperes) y mW (miliwatts). La conexión a guarda también puede ser posible si se utiliza la terminal de guarda del cable HV.

c) Espécimen no aterrizado

Se prueba en UST (Ungrounded Specimen Test). Cuando el control de LV se coloca en posición UST, solamente la medición de MVA y MW se efectúa a través del cable LV. Se puede observar como el punto de conexión de guarda y tierra son comunes, de este modo la medición de mVA y mW no es realizada a través de tierra.

Conclusiones:

Primera: Si se utiliza el método GST, lo que no se quiera medir se conecta a guarda.

Segunda: Si se utiliza el método UST, lo que no se quiera medir se conecta a tierra.

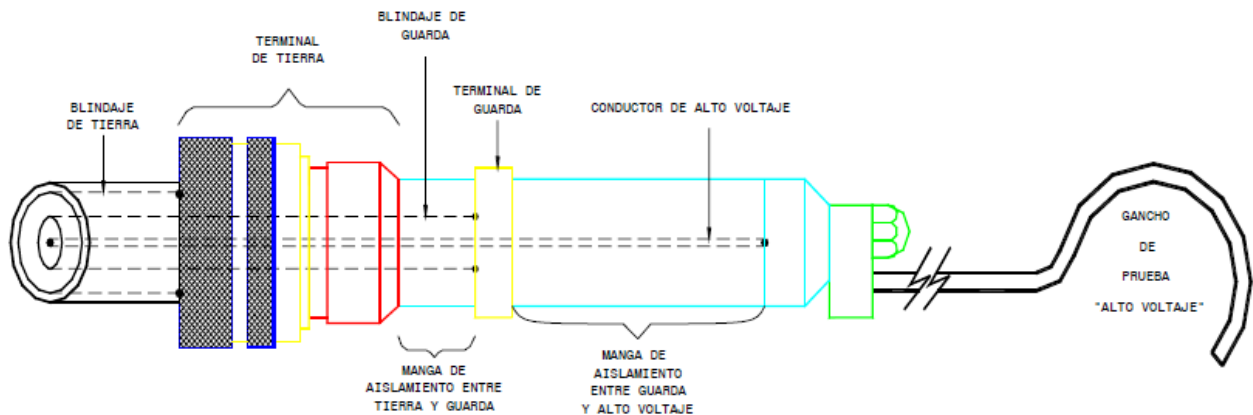


Fig. 5.7 Terminal de alta tensión

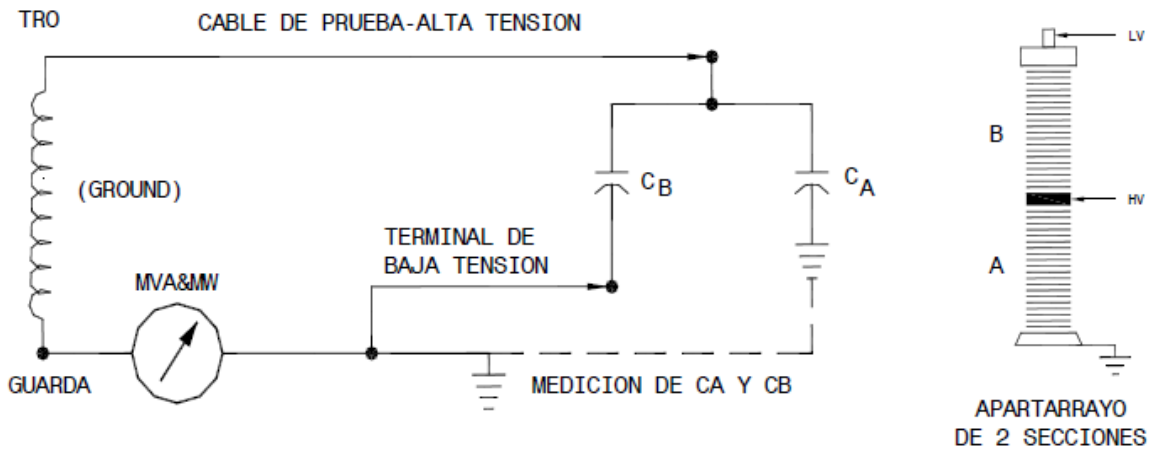


Fig. 5.8 a) Posición del cable de baja tensión –tierra (especimen aterrizado, medición de las capacitancias CA y CB en Paralelo)

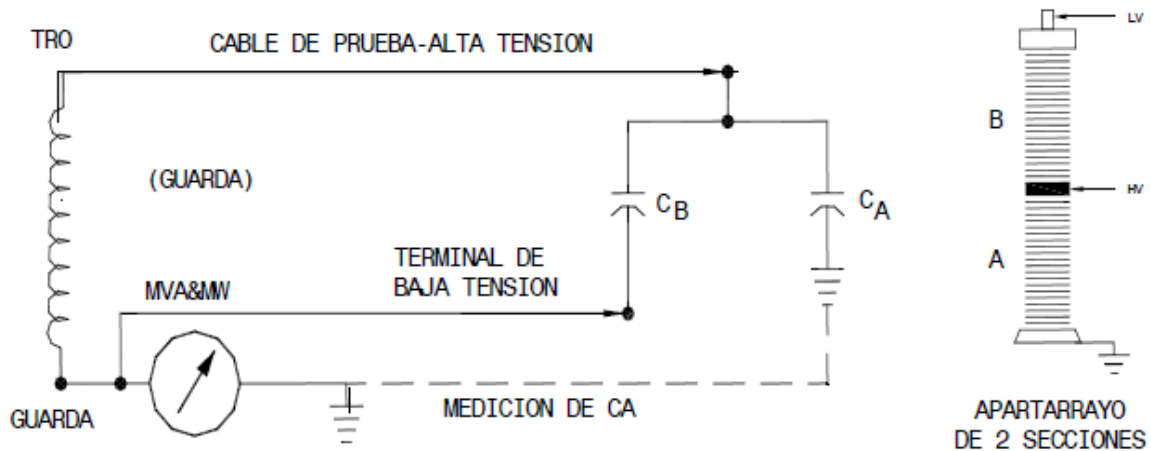


Fig. 5.9 b) Posición del cable de baja tensión –guarda (especimen guardado, medición de las capacitancias CA)

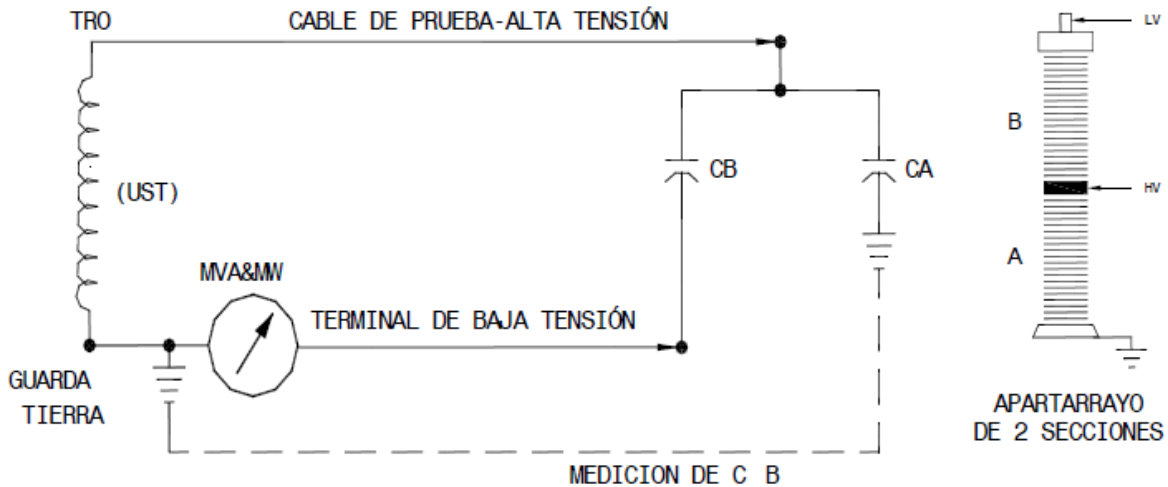


Fig. 5.10 c) Posición del cable de baja tensión –UST (especimen UST, medición de la capacitancia CB)

Factores que afectan la prueba

Entre los factores que afectan la prueba y tienden a aumentar el valor de factor de potencia de los aislamientos de una manera notable están: la suciedad, la humedad, la temperatura y la inducción electromagnética.

Método de medición

La prueba consiste en aplicar un potencial determinado al aislamiento que se desea probar, medir la potencia real que se disipa a través de él y medir la potencia aparente del mismo. El Factor de Potencia se calcula dividiendo la potencia real entre la potencia aparente.

Consideraciones

Para la interpretación de resultados de prueba, es necesario el conocimiento de valores típicos de Factor de Potencia de materiales aislantes. Como referencia, se presentan valores de Factor de Potencia y constantes dieléctricas de algunos materiales [13].

Material	% F.P a 20°C	Constante dieléctrica
Aire	0.0	1.0
Aceite	0.1	2.1
Papel	0.5	2.0
Porcelana	2.0	7.0
Hule	4.0	3.6
Barniz Cambray	4.0-8.0	4.5
Agua	100.0	81.0

Tabla 5.1 Valores de factor de potencia y constante dieléctrica en materiales aislantes

A continuación se indican también ciertos valores de Factor de Potencia de aislamiento de algunos equipos, que se han obtenido como promedio de diversas pruebas realizadas.

Equipo	% F.P a 20°C
Boquillas tipo condensador en aceite	0.5
Boquillas en compound	2.0
Transformadores en aceite	1.0
Transformadores nuevos en aceite	0.5
Cables con aislamiento de papel	0.3
Cables con aislamiento de barniz cambray	4.0 – 5.0
Cables con aislamiento de hule	4.0 – 5.0

Tabla 5.2 Valores de factor de potencia de algunos equipos eléctricos

5.2.4 Prueba de corriente de excitación

La medición de la Corriente de Excitación en transformadores, determina la existencia de espiras en corto circuito, desplazamiento de devanados y núcleo, conexiones defectuosas, etc.

La Corriente de Excitación de un transformador, es aquella que se obtiene en el devanado primario al aplicar a éste una tensión, manteniendo el devanado secundario en circuito abierto.

La Corriente de Excitación consta de dos componentes: Una en cuadratura (I_L) y la otra en fase (I_R). La componente en cuadratura corresponde a la corriente reactiva magnetizante del núcleo, mientras la componente en fase incluye pérdidas en el núcleo, cobre y aislamiento.

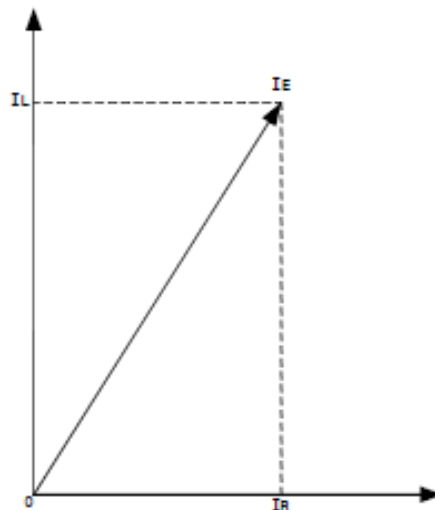


Fig. 5.11 Diagrama vectorial de corrientes

Donde:

I_E = Corriente de Excitación del devanado del transformador.

I_L = Corriente Reactiva Magnetizante.

I_R = Corriente Resistiva de Pérdidas.

La magnitud de la Corriente de Excitación, depende en parte de la tensión aplicada, del número de vueltas en el devanado, de las dimensiones del devanado, de la reluctancia y de otras condiciones tanto geométricas como eléctricas que existen en el transformador.

Factores que afectan la prueba

De acuerdo con experiencias en las pruebas de Corriente de Excitación el factor que afecta las lecturas, en forma relevante, es el magnetismo remanente en el núcleo del transformador y la inducción electromagnética; el magnetismo es indeseable por dos razones:

a) Al volver a conectar un transformador con magnetismo remanente, la corriente de magnetización o de "arranque" (**INRUSH**), que súbitamente demanda el transformador; aumenta considerablemente.

b) Puede originar valores anormales de Corriente de Excitación durante las pruebas, al analizar las condiciones de los devanados o alguno en especial. De ser detectado este efecto de magnetismo remanente en el núcleo se pueden realizar las siguientes consideraciones como se indica a continuación:

El magnetismo normalmente es indeseable por dos razones:

- Al volverse a conectar un transformador con magnetismo remanente la corriente de Inrush aumenta considerablemente.
- Durante la realización de pruebas de corriente de excitación es común que se obtengan valores falsos que puedan ocasionar suposición de falla en alguno de los devanados.

5.2.5 Prueba de relación de transformación y polaridad

La relación de transformación se define como la relación de vueltas o de tensiones del primario al secundario, o la relación de corrientes del secundario al primario en los transformadores y se obtiene por la relación:

$$R_T = \frac{N_p}{N_s} = \frac{V_p}{V_s} = \frac{I_p}{I_s} \quad \text{Ec 5.5}$$

Mediante la aplicación de esta prueba es posible detectar corto circuito entre espiras, falsos contactos, circuitos abiertos, etc.

Respecto a la polaridad, es importante conocerla, porque permite verificar el diagrama de conexión de los transformadores monofásicos y trifásicos, más aun, cuando se tengan transformadores cuya placa se ha extraviado.

Método monofásico manual-analógico

El método mas utilizado para llevar a cabo estas pruebas es con el medidor de relación de vueltas, Transformer Turn Ratio (T.T.R.), que opera bajo el conocido principio de que cuando dos transformadores que nominalmente tienen la misma relación de transformación y polaridad, y se excitan en paralelo, con la mas

pequeña diferencia en la relación de alguno de ellos, se produce una corriente circulante entre ambos relativamente alta.

El equipo para medición de relación de transformación, está formado básicamente; por un transformador de referencia con relación ajustable desde “0” hasta “130”, una fuente de excitación de corriente alterna, un galvanómetro detector de cero corriente, un voltmetro, un ampermetro y un juego de terminales de prueba, contenidos en una caja metálica o de fibra de plástico. Para relaciones de transformación mayores de 130, a este equipo se le acoplan transformadores auxiliares.

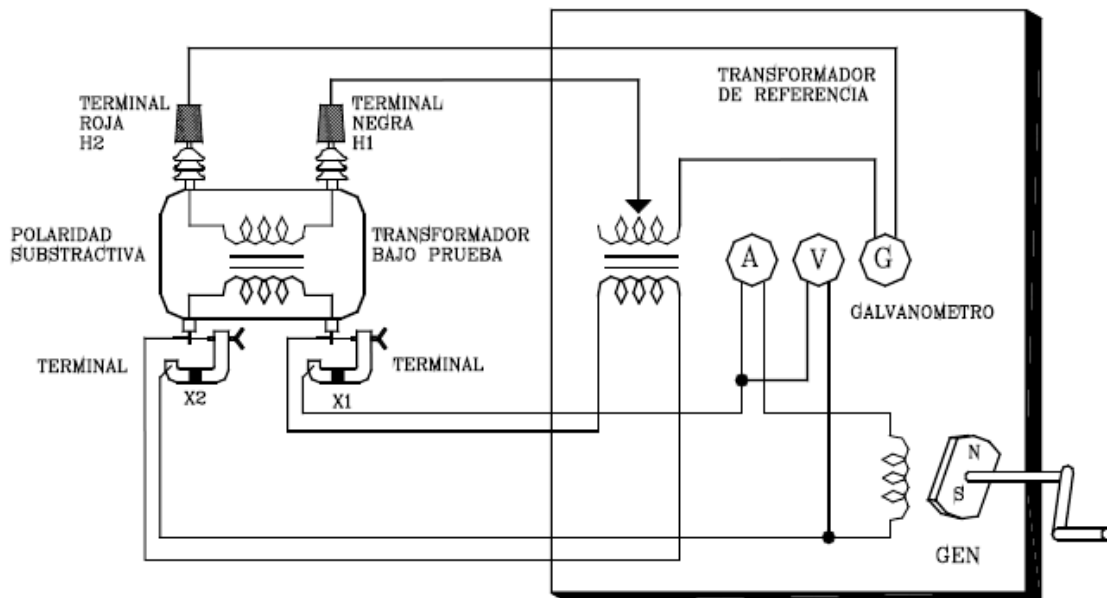


Fig. 5.12 Circuito eléctrico simplificado de un probador de relación (T.T.R)

Método digital

En la actualidad existen medidores de relación de transformación diseñados a base de microprocesadores que nos permiten realizar la prueba de relación de transformación a transformadores trifásicos o monofásicos en menor tiempo, por su característica digital. Además cuenta con un sistema programado para su autoverificación; con este equipo se pueden hacer mediciones de relación de 0.08 a 2700.

5.2.6 Prueba de resistencia óhmica de devanados

La resistencia, es una propiedad (de los conductores) de un circuito eléctrico, que determina la proporción en que la energía eléctrica es convertida en calor y tiene un valor tal que, multiplicado por el cuadrado de la corriente, da el coeficiente de conversión de energía. La relación física por la que puede ser calculada la resistencia de un material de sección uniforme es:

$$R = (\rho * L)/A$$

Ec 5.6

Donde:

R = Resistencia en ohm.

ρ = Resistividad especifica del material en ohm-cm.

L = Longitud en centímetros.

A = Área de la sección transversal en cm^2 .

Esta prueba es aplicable a transformadores de potencia, de instrumento, autotransformadores, reguladores, reactores. Y nos sirve también para calcular las pérdidas en el cobre (I^2R).

Factores que afectan la prueba

Los factores que afectan la prueba son: cables de pruebas en mal estado, suciedad en terminales del equipo bajo prueba y los puntos de alta resistencia. Métodos de medición.

Puesto que la Resistencia de un circuito es la relación entre la diferencia de potencial aplicado entre sus extremos y la intensidad de la corriente resultante. El método más inmediato para medir la resistencia de un circuito, es conectarlo a una fuente de corriente directa tal como una batería y medir la intensidad de corriente por medio de un ampermetro.

Cuando se emplee este método, es importante seleccionar una tensión adecuada para el equipo de que se trate, ya que valores grandes de corriente pueden causar calentamiento y cambia el valor de la resistencia.

El segundo método para la medición de Resistencia Óhmica es utilizando un medidor de indicación directa llamado óhmetro, su principio de operación es el mismo del voltmetro y ampermetro con una fuente de corriente directa, integrada en el medidor.

Para las mediciones de Resistencia Óhmica, existen equipos de prueba específicamente diseñados para ello, como son los puentes de Wheatstone y Kelvin; su aplicación no presenta mayor problema ya que en sí, son óhmetros prácticamente comunes en cuanto a la forma de conexión.

Los principios de operación para ambos equipos, se basan en la medición de una corriente resultante del desequilibrio entre las tensiones presentadas en un circuito formado por resistencias de valor conocido, y por una resistencia de valor por determinar (que corresponde a la del devanado por medir). Lo anterior se efectúa mediante una fuente incorporada al equipo, circulando por tanto una corriente a través del circuito, cuyo valor es registrado por el galvanómetro.

5.2.7 Prueba de reactancia de dispersión

Los procesos de transferencia de energía en un transformador implican pérdidas, que ocurren debido a los siguientes factores presentes en este tipo de equipos:

- Resistencia de los devanados.
- Pérdida de flujo magnético.
- Corriente para producir flujo magnético.
- Pérdidas por histéresis y por corrientes de Eddy en el núcleo.
- Pérdidas en el circuito dieléctrico.

Para el análisis de transformadores de dos devanados se utiliza un circuito equivalente, donde para propósitos prácticos se supone una relación de 1:1.

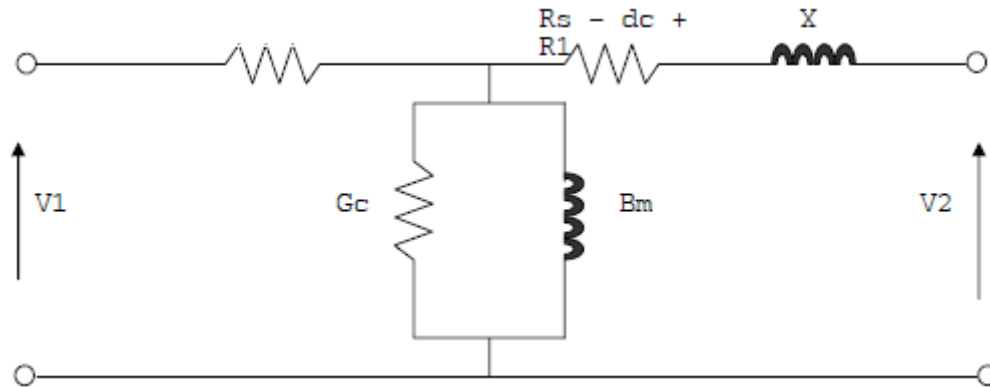


Fig. 5.13 Circuito equivalente de un transformador de dos devanados

Donde:

R_{p-dc} y R_{s-dc} : Resistencia en CD para los devanados primario y secundario.

R_L : Pérdidas por corrientes de Eddy, causadas por el flujo disperso en ambos devanados y partes estructurales (tanque, herrajes y núcleo).

X : Caída de tensión debido a pérdidas de flujo .

g_c : Componente de la corriente de excitación en fase (se refiere a las corrientes por pérdidas de histéresis y de Eddy en el núcleo).

b_m : Componente inductiva de la corriente de excitación (corresponde a la corriente que magnetiza al núcleo).

Es conveniente mostrar R_L y X en el secundario, ya que las pérdidas de flujo se presentan solamente cuando el transformador está con carga.

Para efectos de análisis de pérdidas dieléctricas el aislamiento es representado usualmente por la combinación de una resistencia y capacitancia, donde la resistencia representa la habilidad del aislamiento para disipar la energía eléctrica, y el capacitor la capacidad para almacenarla. A la frecuencia nominal del sistema esas pérdidas son usualmente ignoradas, por lo que no se muestran en el circuito equivalente, sin embargo son muy útiles para el diagnóstico de fallas en un transformador.

Método de medición

La medición de la Reactancia de Dispersión es una prueba complementaria para verificar la geometría del conjunto núcleo-bobinas del transformador, mediante la variación de la Reactancia en el canal de dispersión. Esta variación está especialmente ligada al flujo magnético y puede generarse por cambios físicos o modificaciones en el circuito magnético.

A través de la variación de su magnitud es posible detectar problemas asociados con cortos circuitos entre espiras, espiras abiertas, problemas en núcleo, etc., sin embargo es especialmente sensible a cambios físicos en la geometría del transformador, que son comúnmente derivados de:

- a) Deformaciones en Devanados o desplazamientos de los mismos.
- b) Pérdida de apriete en la sujeción mecánica del conjunto núcleo-bobinas.

La prueba para medición de la Reactancia de dispersión se lleva a cabo energizando a tensión reducida, el devanado de alta tensión del transformador y manteniendo en corto circuito el devanado de media tensión, con ello se mide la impedancia (Resistencia y Reactancia) que resultan del flujo magnético que circula en trayectorias de fuga o dispersión.

La Reactancia de fuga es sensible a cambios geométricos en la trayectoria del flujo de Dispersión el cual incluye predominantemente el espacio entre los devanados y el espacio entre los devanados y el tanque, no es sensible a la temperatura, y no es influenciada por la presencia de contaminación en los aislamientos.

5.2.8 Prueba de resistencia de contactos

Los puntos con alta resistencia en partes de conducción, son fuente de problemas en los circuitos eléctricos, ya que originan caídas de tensión, fuentes de calor, pérdidas de potencia, etc.; ésta prueba nos detecta esos puntos de alta resistencia que pueden dar origen a un punto caliente que pudiera ocasionar daños al equipo.

En general, ésta se utiliza en todo circuito eléctrico en el que existen puntos de contacto a presión deslizables, tales circuitos se encuentran en interruptores, restauradores, dedos de contacto de reguladores, o de cambiadores de derivaciones y cuchillas seccionadoras.

5.2.9 Pruebas de tiempo de operación y simultaneidad de cierre y apertura en interruptores

El objetivo de esta prueba es la determinación de los tiempos de operación de interruptores de potencia, es sus diferentes formas de maniobra, así como la verificación del sincronismo de sus polos o fases.

Lo anterior permite comprobar si estas características se mantienen durante su operación dentro de los límites permitidos o garantizados por el fabricante o bien lo establecido por las normas correspondientes, de no ser así, será posible entonces programar para efectuar ajustes al interruptor para recuperar sus valores o límites originales.

Estas comprobaciones deberán efectuarse en forma periódica a todos los interruptores de potencia, de acuerdo a lo establecido por manuales y guías de mantenimiento.

El principio de esta prueba es en base a una referencia trazada sobre el papel de equipo de prueba, se obtienen los trazos de los instantes en que los diferentes contactos de un interruptor se tocan o separan, a partir de las señales de apertura y cierre de los dispositivos de mando del interruptor, estas señales de mando también son registradas sobre la gráfica, la señal de referencia permite entonces medir en tiempo y secuencia los eventos anteriores.

5.3 Pruebas de campo al transformador de potencia

5.3.1 Prueba de resistencia de aislamiento

5.3.1.1 Prueba de resistencia de aislamiento a los devanados del transformador

Esta prueba es de gran utilidad para dar una idea rápida y confiable de las condiciones del aislamiento total del transformador bajo prueba. La medición de esta resistencia independientemente de ser cuantitativa también es relativa, ya que el hecho de estar influenciada por aislamientos, tales como porcelana, papel, aceite, barnices, etc., la convierte en indicadora de la presencia de humedad y suciedad en esos materiales.

La prueba se efectúa con el medidor de resistencia de aislamiento a una tensión mínima de 1,000 volts, recomendándose realizarla a 2500 ó 5000 volts y durante 10 minutos.

5.3.1.2 Recomendaciones para realizar la prueba de resistencia de aislamiento

- a) El transformador a probar debe aislarse totalmente de las líneas, buses o barras, para lo cual es necesario desconectar y retirar los conductores de todas las terminales de boquillas, incluyendo el o los neutros de los devanados del sistema de tierra.
- b) Limpiar la porcelana de las boquillas quitando el polvo, suciedad, etc.
- c) Colocar puentes entre las terminales de las boquillas de cada devanado; primario, secundario y en su caso el terciario.
- d) Colocar el instrumento de prueba sobre una base firme a una distancia tal del equipo a probar, que permita el buen manejo de los cables de prueba.
- e) Nivelar el medidor centrando la burbuja con los tornillos de ajuste (en el caso del medidor de resistencia de aislamiento analógico).
- f) Conectar adecuadamente las terminales de prueba al transformador que se va a probar, girar el selector a la posición de prueba hasta el valor de tensión preseleccionado y encender el equipo.
- g) En todos los medidores de resistencia de aislamiento se debe usar cable de prueba blindado en la terminal de Línea y conectar este blindaje a la terminal de guarda, para no medir la corriente de fuga en las terminales o a través del aislamiento del cable.
- h) Para cada prueba anotar las lecturas de 15, 30, 45 y 60 segundos, así como a 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 minutos.
- i) Al terminar la prueba, poner fuera de servicio el medidor, regresar el selector a la posición de descarga manteniéndolo en esta condición por 10 minutos.
- j) Registrar el porcentaje de humedad relativa. **Efectuar las pruebas cuando la humedad sea menor del 75%.**
- k) Registrar la temperatura del aceite y del devanado.

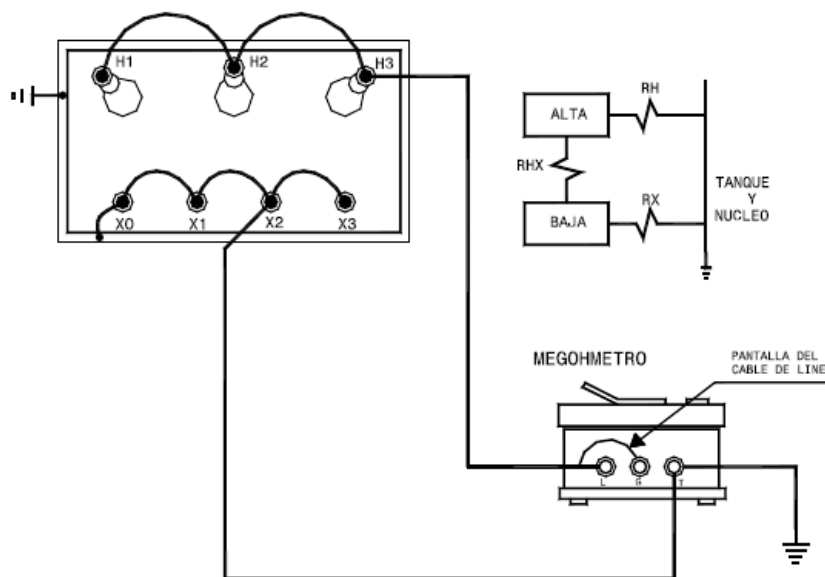
5.3.1.3 Conexiones para realizar la prueba

Al efectuar las pruebas de resistencia de aislamiento a los transformadores, hay diferentes criterios en cuanto al uso de la terminal de guarda del medidor. El propósito de la terminal de guarda es para efectuar mediciones en mallas con tres elementos, (devanado de A.T., devanado de B.T. y tanque).

La corriente de fuga de un aislamiento, conectada a la terminal de guarda, no interviene en la medición.

Si no se desea utilizar la terminal de guarda del medidor, el tercer elemento se conecta a través del tanque a la terminal de tierra del medidor, la corriente de fuga solamente tiene la trayectoria del devanado en prueba a tierra.

Con el objeto de unificar la manera de probar los transformadores de potencia y para fines prácticos, en éste procedimiento se considera la utilización de la terminal de guarda del medidor. Lo anterior permite el discriminar aquellos elementos y partes que se desea no intervengan en las mediciones, resultando estas más exactas, precisas y confiables.



Prueba	Conexiones de prueba			Mide
	L	G	T	
1	H	-	X+Tq	RH+RHX
2	H	Tq	X	RHX
3	X	-	H+Tq	RX+RHX

El tanque debe estar aterrizado

Tq=Tanque

Fig. 5.14 Prueba de resistencia de aislamiento a transformadores de dos devanados

Interpretación de resultados de prueba para la evaluación de las condiciones del aislamiento

Para evaluar las condiciones del aislamiento de los transformadores de potencia, es conveniente analizar la tendencia de los valores que se obtengan en las pruebas periódicas. Para facilitar este análisis se recomienda graficar las lecturas, para obtener las curvas de absorción dieléctrica; las pendientes de las curvas indican las condiciones del aislamiento, una pendiente baja indica que el aislamiento está húmedo o sucio.

Para un mejor análisis de los aislamientos, las pruebas deben hacerse al mismo potencial, las lecturas corregidas a una misma base (20°C) y en lo posible, efectuarlas pruebas bajo las mismas condiciones ambientales, en general se recomienda como mínimo el valor en $M\Omega$, corregido a 20°C, que corresponde al resultante demultiplicar por 27 el valor de kV f-f- del equipo.

En la evaluación de las condiciones de los aislamientos, deben calcularse los índices de absorción y polarización, ya que tienen relación con la curva de absorción. El índice de absorción se obtiene de la división del valor de la resistencia a 1 minuto entre el valor de $\frac{1}{2}$ minuto y el índice de polarización se obtiene dividiendo el valor de la resistencia a 10 minutos entre el valor de 1 minuto.

Los valores mínimos de los índices deben ser de 1.2 para el índice de absorción y 1.5 para el índice de polarización, para considerar el transformador aceptable.

El envejecimiento de los aislamientos o el requerimiento de mantenimiento, provocan un aumento en la corriente de absorción que toma el aislamiento y se detecta con un decremento gradual de la resistencia de aislamiento.

Para obtener el valor de una sola resistencia (RH, RX, etc.) es necesario guardar uno o más devanados, considerando esto como pruebas complementarias.

Resistencia mínima de aislamiento en aceite a 20°C			
Tensión entre fases kV	Megaohms	Tensión entre fases kV	Megaohms
1.2	32	92	2480
2.5	68	115	3100
5	135	138	3720
8.66	230	161	4350
15	410	196	5300
25	670	230	6200
34.5	930	287	7750
69	1860	400	10800

Tabla 5.3 Resistencia de aislamiento mínima a 20 °C de los transformadores según su tensión de operación.

Corrección por temperatura para resistencia de aislamiento			
*Temp.°C del transformador	Factor de corrección	*Temp.°C del transformador	Factor de corrección
95	89	35	2.5
90	66	30	1.8
85	49	25	1.3
80	36.2	20	1
75	26.8	15	0.73
70	20	10	0.54
65	14.8	5	0.4
60	11	0	0.3
55	8.1	-5	0.22
50	6	-10	0.16
45	4.5	-15	0.12
40	3.3		

Tabla 5.4 Factores de corrección por temperatura

5.3.2 Prueba de resistencia de aislamiento del núcleo

La prueba se realiza a transformadores que se preparan para su puesta en servicio, con el objeto de verificar la resistencia de aislamiento del núcleo y su correcto aterrizamiento en un solo punto, comprobando al mismo tiempo la adecuada geometría del núcleo, y asegurando que no haya existido

desplazamiento del mismo durante las maniobras de transporte. La prueba es aplicable también a transformadores en operación que presenten sobrecalentamiento sin llegar a su capacidad nominal.

Para realizar la prueba, se utiliza un medidor de resistencia de aislamiento, aplicando una tensión de 1000 volts durante un minuto.

5.3.2.1 Recomendaciones para realizar la prueba

Para transformadores llenos de aceite, reducir el nivel a lo necesario para tener acceso a la conexión del núcleo y tanque; si el transformador tiene presión de nitrógeno, liberarlo por seguridad personal.

Retirar la tapa de registro (entrada-hombre).

Desconectar la conexión a tierra del núcleo (generalmente localizada en la parte superior del tanque).

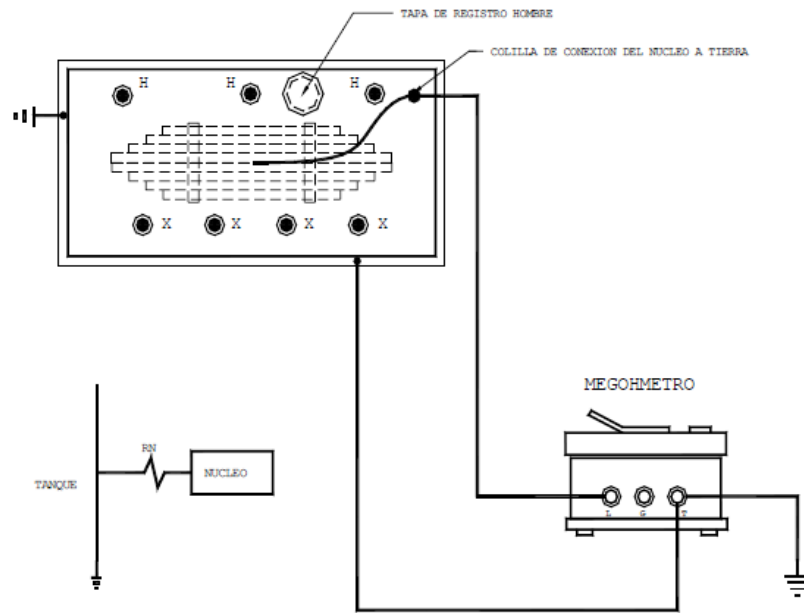
Preparar el equipo de prueba.

5.3.2.2 Conexiones para realizar la prueba

Conectar la terminal de línea del medidor de resistencia de aislamiento al núcleo.

Conectar la terminal tierra del medidor de resistencia de aislamiento al tanque del transformador.

Efectuar la prueba y registrar el valor de la resistencia.



Prueba	Conexiones de prueba			Mide
	L	G	T	
1	Núcleo *	-	Tq	RN

* para la prueba, la colilla que aterriza el núcleo debe desconectarse de la tapa del transformador

El tanque debe estar aterrizado

Tq= Tanque

Fig. 5.15. Prueba de resistencia de aislamiento al núcleo del transformador

Interpretación de resultados

El valor de la resistencia de aislamiento del núcleo, debe ser conforme a lo establecido en las especificaciones correspondientes con una tensión de aplicación de 500 Volts para obtener un valor mínimo de 200 MΩ.

5.3.3 Prueba de factor de potencia

El Factor de Potencia del aislamiento es otra manera de evaluar y juzgar las condiciones del aislamiento de los devanados de transformadores, autotransformadores y reactores, es recomendado para detectar humedad y suciedad en los mismos.

Los equipos que se utilizan para realizar la prueba, pueden ser de varias marcas, entre las cuales pueden citarse: James G. Biddle, Nansen y Doble Engineering

Co. de esta última, en sus modelos MEU-2.5kV, M2H-10kV y M4000-10kV; el ETP de SMC- 10kV ó el Delta 2000 de AVO, entre otros. Como el Factor de Potencia aumenta directamente con la temperatura del transformador, se deben referir los resultados a una temperatura base de 20°C.

5.3.3.1 Recomendaciones generales para realizar pruebas de factor de potencia del aislamiento

El transformador a probar debe aislarse totalmente de las líneas, buses o barras, para lo cual es necesario desconectar y retirar los conductores de todas las terminales de boquillas, incluyendo el o los neutros de los devanados del sistema de tierra.

- a) La superficie de las boquillas deben de estar limpias y secas.
- b) Colocar puentes entre las terminales de las boquillas de cada devanado: primario, secundario y en su caso el terciario.
- c) Colocar el instrumento de prueba sobre una base firme y nivelada a una distancia tal del equipo a probar, que permita el buen manejo de los cables de prueba.
- d) Antes de conectar el medidor a la fuente de alimentación, verificar su correcto aterrizamiento.
- e) Los cambiadores de derivaciones de los transformadores para operar bajo carga o sin carga, deben colocarse en la posición (1) para probar los devanados completos.
- f) Efectuar las pruebas cuando la humedad relativa sea menor del 75%.

Tensiones de prueba

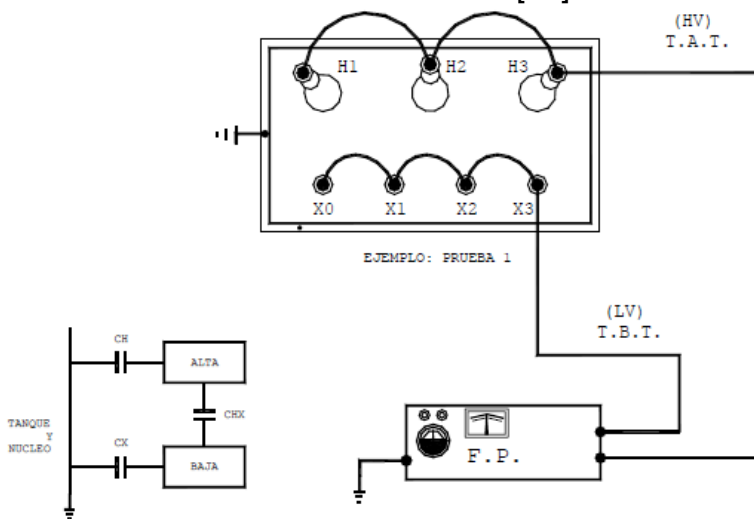
Rango de tensión del devanado (kV)	Tensión de prueba (kV)
12 ó mas	10
4.04 a 8.72	5
2.4 a 4.8	2
Debajo de 2.4	1

Tabla 5.5 Tensiones recomendados para la prueba de factor de potencia en transformadores de distribución y potencia llenos con aceite

5.3.3.2 Conexiones para realizar la prueba

Estando ya preparado el medidor, conectar las terminales de prueba del equipo al transformador. La terminal de alta tensión del medidor, conectarla al devanado por probar y la terminal de baja tensión a otro devanado.

A continuación se indican las conexiones de los circuitos de prueba de Factor de Potencia para transformadores de dos devanados [13].



Prueba	Conexiones de prueba			Mide
	T.A.T	T.B.T	Selector	
1	H	X	Ground	CH+CHX
2	H	X	Guarda	CH
3	X	H	Ground	CX+CHX
4	X	H	Guarda	CX
5	H	X	UST	CHX

Fig. 5.16 Prueba de factor de potencia del aislamiento en transformadores de dos devanados

Interpretación de resultados para la evaluación de las condiciones del aislamiento

En la figura anterior se muestra esquemáticamente [13], la representación de los aislamientos que constituyen a los transformadores de potencia de dos devanados, en donde las consideraciones para todos ellos (monofásicos o trifásicos) son las mismas.

Los aislamientos representados como CH y CX, son respectivamente los aislamientos entre el devanado de alta tensión y tierra, el devanado de baja

tensión y tierra. Los aislamientos representados como CHX son los aislamientos entre devanados.

CH Se refiere al aislamiento entre los conductores de alto voltaje y las partes aterrizadas (tanque y núcleo), incluyendo boquillas, aislamiento del devanado, aislamiento de elementos de soporte y aceite.

CX Se refiere al aislamiento entre los conductores de bajo voltaje y las partes aterrizadas (tanque y núcleo), incluyendo boquillas, aislamiento del devanado, aislamiento de elementos de soporte y aceite.

CHX Se refieren al aislamiento de los dos devanados correspondientes, barreras y aceite entre los devanados. El criterio a utilizar para considerar un valor de Factor de Potencia aceptable, para un transformador con aislamiento clase "A" y sumergido en aceite, el valor debe ser de 0.5 a 1.0 %, a una temperatura de 20°C.

Para valores mayores al 1.0 % de Factor de Potencia, se recomienda investigar la causa que lo origina, que puede ser provocada por degradación del aceite aislante, humedad y/o suciedad en los aislamientos o por posible deficiencia de alguna de las boquillas. Revisar la estadística de valores obtenidos en pruebas anteriores, con el objeto de analizar la tendencia en el comportamiento de dichos valores. Si se detecta que éstos se han ido incrementando, debe programarse un mantenimiento general.

5.3.4 Corriente de excitación

La prueba de Corriente de Excitación, en los transformadores de potencia, permite detectar daños o cambios en la geometría de núcleo y devanados; así como espiras en cortocircuito y juntas o terminales con mala calidad desde su construcción. Las pruebas de corriente de excitación se realizan con el medidor de factor de potencia que se disponga.

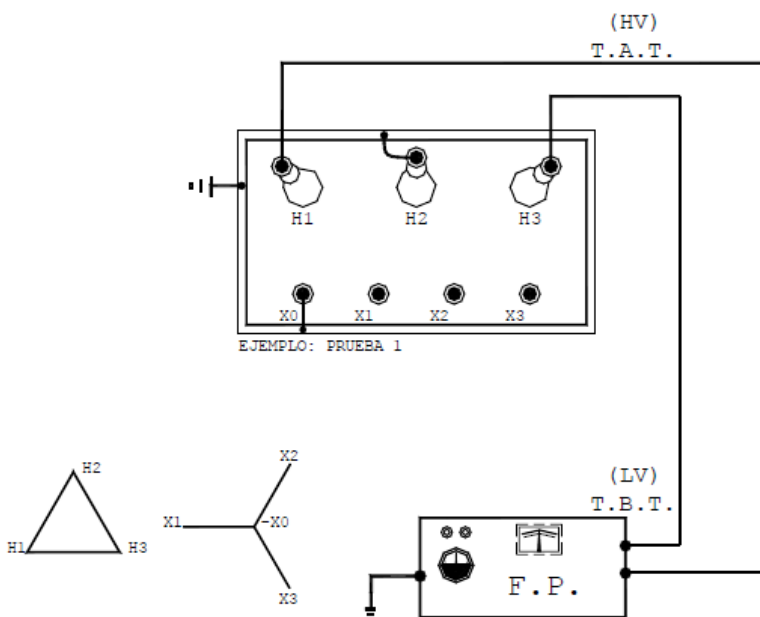
5.3.4.1 Recomendaciones para efectuar la prueba de corriente de excitación

- a) Retirar los conductores de la llegada a las boquillas.
- b) Todas las pruebas de Corriente de Excitación deben efectuarse en el devanado de mayor tensión.
- c) Cada devanado debe medirse en dos direcciones, es decir, primero se energiza una terminal, se registran sus lecturas y enseguida se energiza la otra terminal registrando también sus lecturas; esto con la finalidad de verificar el devanado en sus extremos y corroborar la consistencia de la prueba.

- d) Asegurar que los devanados no energizados en la prueba, están libres de toda proximidad de personal, cables, etc. en virtud de que al energizar el devanado bajo prueba, se induce un potencial en el resto de los devanados.
- e) La tensión de prueba en los devanados conectados en Estrella no debe exceder la tensión nominal de línea a neutro del transformador.
- f) La tensión de prueba en los devanados conectados en Delta no debe exceder la tensión nominal de línea a línea del transformador.
- g) Antes de efectuar cualquier medición, al ajustar la tensión de prueba con el selector en posición Check, verificar que se establezca la aguja del medidor (en medidores analógicos).
- h) Si al efectuar las mediciones se presentan problemas para obtener los valores esperados en la prueba, puede existir magnetismo remanente en el núcleo, recomendándose desmagnetizar a este de acuerdo con el tipo de conexión que se tenga en el devanado primario. Otra causa de inestabilidad de la aguja puede deberse a interferencia electromagnética.
- i) Se recomienda para equipo nuevo o reparado, que se prepara para entrar en servicio, efectuar esta prueba en todas las posiciones (tap's) del cambiador de derivaciones; Para transformadores en operación que son librados para efectuar pruebas eléctricas, se recomienda efectuar la prueba de corriente de excitación únicamente en la posición de operación del cambiador. La razón de esto es que en caso de un desajuste en el cambiador originado por el accionamiento del mismo, el transformador no podría volver a energizarse.
- j) Debido al comportamiento no lineal de la Corriente de Excitación a bajas tensiones, es importante que las pruebas se realicen a valores lo más exactos posibles en cuanto a la tensión aplicada y la lectura de corriente, para poder comparar los resultados con pruebas anteriores.

5.3.4.2 Conexiones para realizar la prueba

Las pruebas se realizan con el selector (LV) en la posición de UST. El medidor de 2.5kV da el resultado en mVA que al dividirlo entre la tensión de prueba de 2500 volts, se obtiene la corriente de excitación. Los medidores de 10kV y 12kV dan la lectura en mA directamente.



Prueba	Conexiones de prueba				Mide
	T.A.T	T.B.T	Aterrizar	Selector	
1	H1	H3	H2, X ₀	UST	I A-C
2	H2	H1	H3, X ₀	UST	I B-A
3	H3	H2	H1, X ₀	UST	I C-B

Fig. 5.16 Prueba de corriente de excitación transformador con devanado de A.T. en delta

Interpretación de resultados

Una corriente excesiva puede deberse a un corto circuito entre dos o varias espiras del devanado cuyo valor se adiciona a la corriente normal de excitación. También el exceso de corriente puede deberse a defectos dentro del circuito magnético como pueden ser fallas en el aislamiento de los tornillos de sujeción del núcleo o entre laminaciones.

Se recomienda que los resultados se comparen entre unidades similares cuando se carezca de datos anteriores o de alguna estadística sobre el equipo bajo prueba, que permita efectuar dicha comparación.

Otra manera para evaluar los resultados de las pruebas en transformadores con conexión delta en alta tensión, es que el valor de corriente obtenido en la medición de la fase central (H2-H1) debe ser aproximadamente la mitad del valor de las fases adyacentes (H1-H3), (H3-H2) [13].

Es importante considerar los criterios de valoración para la prueba de corriente de excitación, más que contar con una base de datos de valores típicos de la corriente de excitación en transformadores de potencia.

La prueba siempre debe realizarse en el devanado de mayor tensión, independientemente del tipo de transformador que se trate, ya sea elevador o reductor.

Siempre se debe realizar la prueba de corriente de excitación aplicando la misma tensión de prueba para todas las fases, además de aplicarlo en un extremo del devanado y posteriormente aplicarlo en sentido inverso, para descartar con esto un problema en los extremos del devanado bajo prueba y efectuar la medición en los dos sentidos de flujo magnético.

El análisis de los resultados de la prueba de corriente de excitación define que para un transformador monofásico, la lectura de corriente en un sentido debe ser igual al valor de corriente en sentido inverso.

Para los transformadores trifásicos conectados en delta del lado de alta tensión, el modelo en las lecturas de corriente esperadas debe ser similar en las fases A y C; la fase B debe tener una lectura más baja, estadísticamente con un valor casi de la mitad comparativamente al de las dos primeras. Ello por la ubicación física y eléctrica de esta bobina con respecto a las otras dos.

En transformadores de potencia con cambiador de derivaciones para operar sin carga, en el devanado de alta tensión, es necesario realizar la prueba de corriente de excitación en cada una de sus derivaciones, para las pruebas de puesta en servicio, con el objeto de contar con los valores de referencia del transformador. Para transformadores en servicio debe efectuarse únicamente en el tap de operación en forma rutinaria [13].

5.3.5 Prueba de relación de transformación

Se debe realizar la prueba de relación de transformación en todas las posiciones del cambiador de derivaciones antes de la puesta en servicio del transformador. Para transformadores en servicio, efectuar la prueba en la posición de operación o cuando se lleva a cabo un cambio de derivación. También se realiza cada vez que las conexiones internas son removidas debido a la reparación de los devanados, reemplazo de bushings, mantenimiento al cambiador de derivaciones, etc.

La prueba determina:

- Las condiciones del transformador después de la operación de protecciones primarias tales como: diferencial, buchholz, fusibles de potencia, etc.

- Identificación de espiras en corto circuito.
- Investigación de problemas relacionados con corrientes circulantes y distribución de carga en transformadores en paralelo.
- Cantidad de espiras en bobinas de transformadores.
- Circuito abierto (espiras, cambiador, conexiones hacia boquillas, etc.).

5.3.5.1 Prueba aplicando 10kV y utilizando un capacitor auxiliar

Existe un método alternativo para determinar la relación de vueltas en un transformador aplicando una tensión de 10kV, este método utiliza un capacitor auxiliar de 10kV.

La prueba consiste en efectuar la medición de la capacitancia de este dispositivo auxiliar en forma independiente (C1), y su capacitancia aparente (C2) cuando es conectado en el lado del devanado de menor tensión.

5.3.5.2 Principio de la prueba

El principio del método para la medición de la relación de transformación se muestra en las figuras 5.17 y 5.18 Donde se puede observar que el capacitor auxiliar (Ca), es fundamental para la medición.

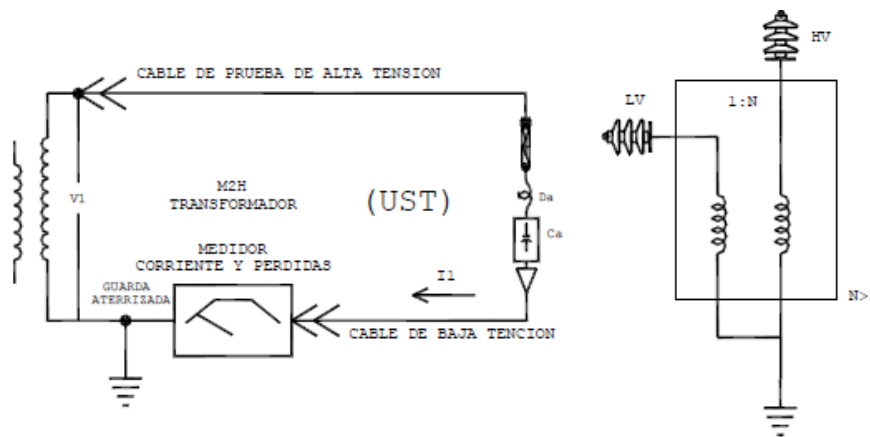


Fig. 5.17 Medición de C1

De la figura anterior: $I_1 \frac{V_1}{X_{ca}}$

Ec 5.7

De donde: $X_{ca} \frac{1}{2\pi f C_1}$

La capacitancia medida C_a es identificada como C_1 . Para la medición de la capacitancia (C_a) del capacitor auxiliar, con el equipo de prueba y el capacitor conectado como se muestra en la figura 5.17, se mide el valor de la capacitancia C_1 .

Cuando el capacitor auxiliar se prueba de manera independiente, se encuentra bajo la tensión total de prueba V_1 , y una corriente de carga I_1 de acuerdo con la ecuación anterior. Esta corriente es esencialmente capacitiva debido a que el capacitor tiene un diseño estable.

Cuando el capacitor está conectado a las boquillas del lado del devanado de menor tensión [13] se tiene una nueva medición de capacitancia C_2 . En otras palabras, cuando se conecta en uno de los extremos del devanado de menor tensión del transformador y no directamente a la tensión de prueba V_1 , se tiene un valor en el capacitor inferior al valor de capacitancia de C_1 [13].

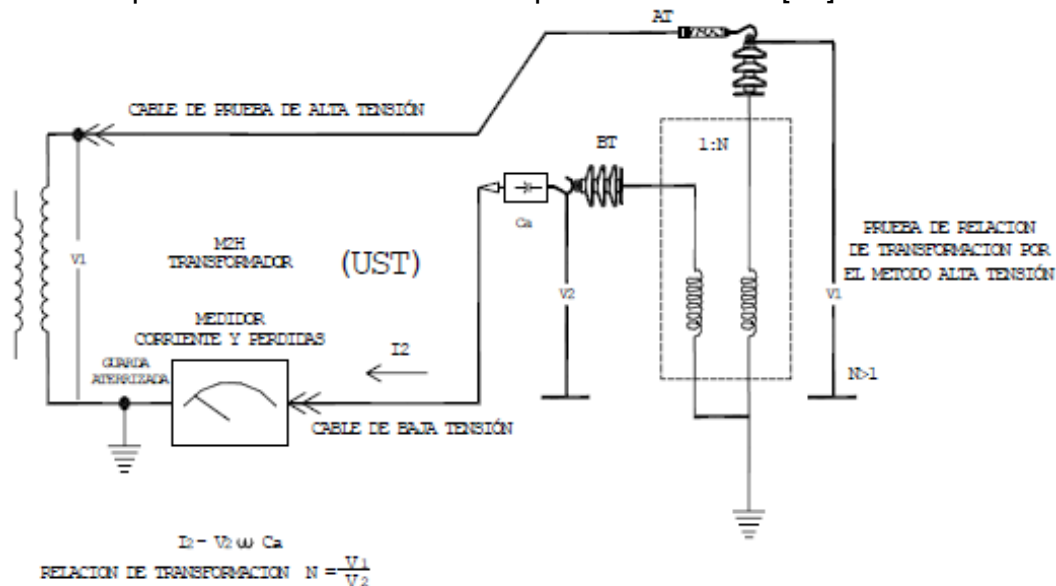


Fig. 5.18 Medición de C_2

Por otra parte es importante señalar que la tensión de prueba no debe exceder la tensión de operación de los devanados del transformador. Para devanados con conexión estrella, la tensión de prueba no debe de exceder la tensión de línea a neutro. Todas las mediciones de relación de transformación se realizan en el devanado de alta tensión y el capacitor auxiliar se conecta al devanado de menor tensión.

En el caso que se requiera realizar la prueba a un transformador de tres devanados, se realizan tres series de pruebas. Comenzando entre el devanado primario y el devanado secundario, después entre el devanado primario y el devanado terciario y por ultimo entre el devanado secundario y el devanado terciario.

5.3.5.3 Corrección por temperatura

La variación de la capacitancia del capacitor auxiliar está en función de la temperatura cuando ha sido medida sobre el rango de -20°C a $+50^{\circ}\text{C}$.

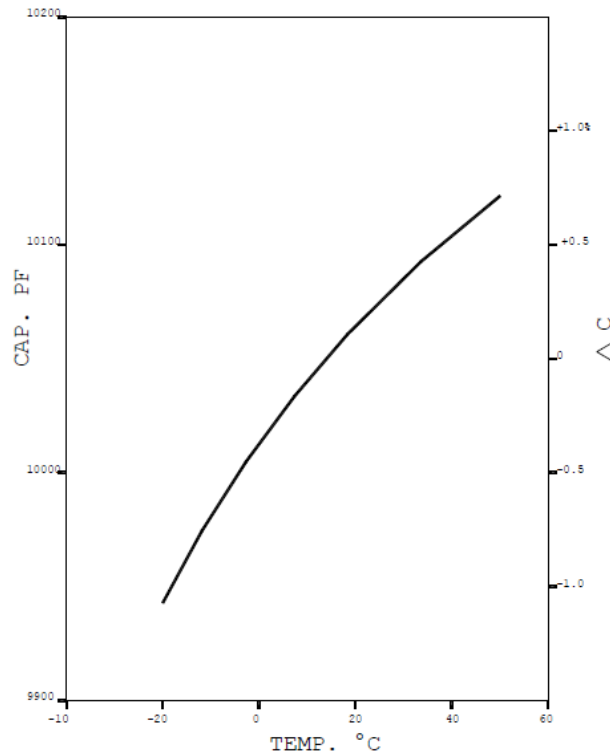
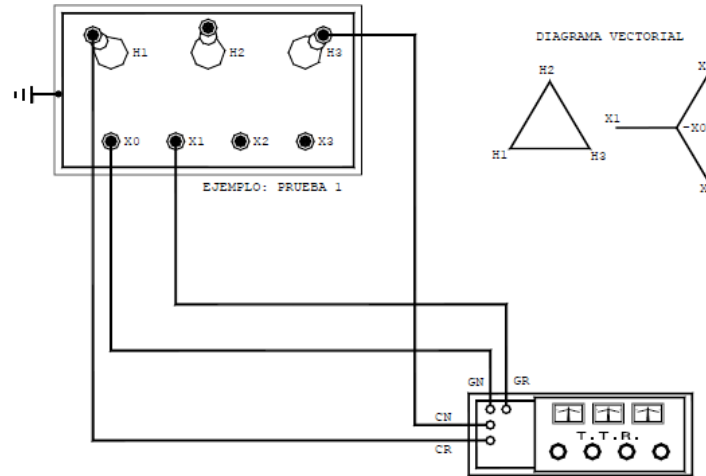


Fig. 5.19 Variación de la capacitancia con la temperatura

De la gráfica anterior se puede observar que la capacitancia se incrementa aproximadamente 0.25% por cada 10°C . Por esta razón cuando el capacitor sea expuesto directamente al sol es recomendable realizar la prueba en el menor tiempo posible.

5.3.5.4 Conexiones para realizar la prueba



GN , GR = TERMINALES DE EXCITACION NEGRA Y ROJA
CN , CR = TERMINALES SECUNDARIAS NEGRA Y ROJA

Prueba	Conexiones de prueba				Mide
	CR	CN	GR	GN	
1	H1	H3	X1	X0	$\emptyset A$
2	H2	H1	X2	X0	$\emptyset B$
3	H3	H2	X3	X0	$\emptyset C$

Fig. 5.20 Prueba de relación de transformación transformador en delta-estrella

Interpretación de resultados

Para medidores manuales-analógicos, si la aguja del ampérmetro se deflexiona a plena escala y para la aguja del voltmetro no se aprecia deflexión, es indicación que el transformador bajo prueba esta tomando demasiada corriente de excitación; en este momento la manivela resulta difícil de girar y hay razón para sospechar de un corto circuito entre espiras.

Si en el transformador bajo prueba, no se logra obtener el balance, el problema puede considerarse como un corto circuito o un circuito abierto en los devanados; una corriente excesiva de excitación y una tensión pequeña, son indicativos de un corto circuito en uno de los devanados.

Para el método basado en la medición de la capacitancia de un capacitor auxiliar, la incertidumbre de la medición es de $\pm 0.5\%$ con un nivel de seguridad de 99.7%. Cuando existe magnetismo remanente en el núcleo la relación de transformación en esta prueba se incrementa aproximadamente en un 0.14%.

La prueba de medición de relación por este método aplica solo para transformadores de potencia y no puede proporcionar la misma exactitud para transformadores de potencial del tipo inductivo o capacitivo.

Independientemente del método de prueba utilizado, para calcular la diferencia entre la relación teórica y la relación medida, se utiliza la siguiente fórmula:

$$\% \text{ Diferencia} = \frac{(\text{Rel. Teórica} - \text{Rel. Medida}) \times 100}{\text{Rel. Teórica}}$$

Ec 5.8

La diferencia máxima permitida por el área de Distribución de la Comisión Federal de Electricidad es del 0.4%. Sin embargo en la normativa internacional se aceptan diferencias hasta del 0.5%.

5.3.6 Prueba de resistencia óhmica a devanados

Esta prueba es utilizada para conocer el valor de la resistencia óhmica de los devanados de un transformador. Es auxiliar para conocer el valor de pérdidas en el cobre (I^2R) y detectar falsos contactos en conexiones de boquillas, cambiadores de derivaciones, soldaduras deficientes y hasta alguna falla incipiente en los devanados.

La corriente empleada en la medición no debe exceder el 15% del valor nominal del devanado, ya que con valores mayores pueden obtenerse resultados inexactos causados por variación en la resistencia debido a calentamiento del devanado.

Un puente de Wheastone puede medir valores de orden de 1 miliohm a 11.110 megaohms; el puente de Kelvin es susceptible de medir resistencia del orden de 0.1 microohms a 111 ohm. Para la operación de estos equipos es muy conveniente tomar en consideración el estado de sus baterías, para poder realizar mediciones lo más consistentes posibles.

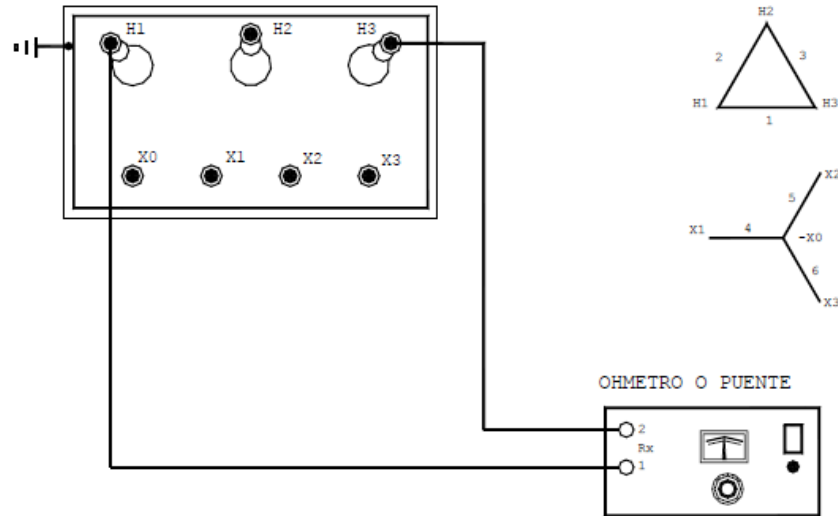
5.3.6.1 Instrucciones para el uso del medidor de resistencia óhmica puente de Wheastone

- a) Entre los equipos comúnmente utilizados para la medición de resistencia óhmica se tienen el puente de Kelvin y el puente de Wheastone. A continuación, se relacionan algunas recomendaciones para el uso de este último.
- b) Asegurar que los bordes de conexión EXT GA estén cortocircuitados.

- c) Verificar el galvanómetro presionando el botón BA, la aguja debe posicionarse en cero; si esto no sucede, con un destornillador debe ajustarse en la posición cero; para lo cual el botón GA debe estar fuera.
- d) Comprobar que las baterías estén en buen estado, ya que si se encuentran con baja capacidad, la prueba tiene una duración mayor a lo normal.
- e) Conectar la resistencia de los devanados a medir en las terminales RX, colocar la perilla multiplicadora en el rango más alto y las perillas de las décadas en 9 (nueve). Presionar el botón BA y enseguida el botón GA.
- f) Con lo anterior, la aguja del galvanómetro se mueve a la derecha (+), y pasado un tiempo esta se mueve lentamente a la izquierda (-). Posteriormente debe disminuirse el rango de la perilla multiplicadora hasta observar que la aguja oscile cerca del cero.
- g) Para obtener la medición, accionar las perillas de las décadas, iniciando con la de mayor valor, hasta lograr que la aguja se posicione en cero. El valor de la resistencia se obtiene de las perillas mencionadas.
- h) Registrar en el formato de prueba el valor de la resistencia y el rango del multiplicador utilizado.
- i) Liberar los botones BA y GA.

Se recomienda utilizar cables de pruebas calibre No. 6 AWG para evitar al máximo la caída de tensión en los mismos. Medir la resistencia de los cables de prueba y anotarla en el formato para fines analíticos de los valores de resistencia medidos.

5.3.6.2 Conexiones para realizar la prueba



Prueba	Conexiones de prueba		Mide
	RX (1)	RX (2)	
1	H1	H3	1,2+3
2	H2	H1	2,3+1
3	H3	H2	3,1+2
4	X1	X0	4
5	X2	X0	5
6	X3	X0	6

Fig. 5.21 Prueba de resistencia óhmica de devanados conexión delta-estrella

Interpretación de resultados

En conexión delta de transformadores, el valor de la resistencia implica la medición de una fase en paralelo con la resistencia en serie de las otras dos fases.

Por lo anterior al realizar la medición, en las tres fases se obtienen valores similares. En caso de que se tenga un devanado fallado, dos fases dan valores similares.

Es recomendable que los valores de puesta en servicio se tengan como referencia para comparaciones con pruebas posteriores.

5.3.7 Determinación de la humedad residual en transformadores de potencia

Esta sección describe los procedimientos de campo recomendados para la determinación de la humedad residual, en aislamientos sólidos de Transformadores de Potencia; su objetivo es proporcionar los elementos necesarios para unificar criterios en la determinación de la humedad residual que guardan los aislamientos de equipos nuevos y al efectuar el mantenimiento completo de equipos en operación.

En forma general se describe cómo afecta el agua contenida en los aislamientos, en detrimento de sus propiedades ante elementos como el calor y los esfuerzos eléctricos.

5.3.7.1 Teoría general

Los aislamientos sólidos de los transformadores de potencia están compuestos principalmente por papel, cartón y madera; generalmente un 95% de estos aislamientos son papel Kraft y cartón (Press Board), los cuales tienen como principal componente la celulosa, la que desde el punto de vista químico está considerada como una cadena de glucosa.

Los tipos de papel utilizados en transformadores son el Kraft y Crepé con sus variantes, dependiendo del fabricante, el cual los somete a diferentes tratamientos a fin de reforzar determinadas características; entre ellas están la resistencia dieléctrica, resistencia al desgarre, temperatura de utilización, envejecimiento, etc.

El papel crepé dada su forma, facilita enormemente el encintado de formas irregulares, teniendo también excelentes características mecánicas y una relativa permeabilidad al aire.

Actualmente algunos fabricantes están utilizando dos tipos de papel especialmente tratados para los encintados de las bobinas; el papel de las capas interiores tiene buenas propiedades dieléctricas y el de las capas exteriores es de magníficas características mecánicas.

La función principal de los aislamientos sólidos en transformadores es formar una barrera dieléctrica, capaz de soportar la diferencia de potencial a que están sujetas las diferentes partes del equipo, así como mantener el flujo de corriente principal por una trayectoria predeterminada, con el objeto de evitar flujos de corrientes no deseadas (Corto Circuito).

Con las tensiones de transmisión cada vez más elevadas, el secado adecuado de los transformadores ha tomado una importancia vital para la instalación y

operación de los mismos. La finalidad del proceso de secado en transformadores, es eliminar el agua residual hasta valores permisibles en los aislamientos.

El método de secado en fábrica varía según el constructor, estando entre los más comunes: aire caliente y vacío; vapores calientes y vacíos; así como aceite caliente y vacío.

Todos los métodos deben tender a reducir la humedad a 0.3 % por peso de los aislamientos secos conforme a lo establecido en la especificación CFE-K0000-13 “TRANSFORMADORES DE POTENCIA PARA SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION”; en fábrica la temperatura del transformador se mantiene entre 85 y 95°C no excediendo los 100°C y se aplica un alto vacío de fracciones de mm.de Hg., hasta que la humedad que se extrae diariamente (colectada en una trampa de hielo seco) es insignificante.

La presencia de agua afecta considerablemente la rigidez dieléctrica, tanto del papel como del aceite, pudiendo disminuir hasta límites peligrosos dentro de los esfuerzos a que están sometidos estos materiales.

Los efectos sobre las características dieléctricas del papel y del aceite se muestran en las gráficas de las figuras 5.22 y 5.23. En la figura 5.23 se observa la afectación del Factor de Potencia del papel Kraft de acuerdo a su contenido de humedad y variación de la temperatura. En la figura 5.22 se muestra como varía la rigidez dieléctrica del aceite según el contenido de agua.

El calor provoca degradación tanto en el papel como en el aceite y es originada por cambios químicos (pirolisis) que afectan la estabilidad de sus propiedades mecánicas y eléctricas. Esta degradación depende de muchos factores: la habilidad del papel para resistir la degradación térmica es disminuida por la presencia de contaminantes orgánicos, la retención de productos originados por su propia degradación, por la naturaleza del medio y por la presencia de humedad.

Los efectos de la degradación, conocida como envejecimiento, sobre las propiedades mecánicas del papel según su contenido de humedad, se pueden ver claramente en las figuras 5.24 y 5.25.

Para conocer el estado de los aislamientos, normalmente se efectúan pruebas eléctricas, como resistencia de aislamiento y Factor de Potencia; conforme a los resultados y a las tensiones de operación del equipo, se determina si están en buenas condiciones; estas pruebas dan cierta seguridad a los aislamientos ante esfuerzos eléctricos, no siendo así en lo que se refiere a la degradación térmica de los mismos, ya que éste es dependiente de la humedad contenida en ellos.

En virtud de lo anterior, es necesario disminuir al mínimo el contenido de agua de los aislamientos, así como el desarrollo de métodos para la determinación exacta de la humedad residual, tanto en sólidos como en el aceite.

5.3.7.2 Método para la determinación de humedad residual

Se entiende por Humedad Residual a la cantidad de agua expresada en porcentaje del peso total de los aislamientos sólidos, que permanece en ellos al final de un proceso de secado; actualmente para su determinación se usan dos métodos: el que la determina a partir de la presión de vapor producida por la humedad en un medio al vacío (el propio tanque del transformador) y el que utiliza la medición del punto de rocío de un gas en contacto con los aislamientos.

5.3.7.3 Método del abatimiento de vacío

La presión absoluta dentro de un transformador es originada por el movimiento molecular de un gas, en éste caso el vapor de agua desprendido por los aislamientos.

Con la medición de esta presión y de la temperatura de los devanados, se puede determinar el porcentaje de humedad residual contenido en los aislamientos. Al terminarse el armado del transformador, así como su sellado y comunicados con el tanque conservador y radiadores, sin aceite, se aplica nitrógeno a una presión de 8lbs/pgda² durante 24 horas, si no existen fugas, continuar de acuerdo a lo paso siguiente.

Conectar el equipo de vacío y el vacuómetro de mercurio (ver figura No. 5.28) y proceder a efectuar vacío, registrándose las lecturas en intervalos de tiempo preestablecidos, hasta alcanzar un valor estable, durante 4 horas o más.

Con esta condición, se toma una última lectura de vacío, se procede a cerrar la válvula entre el tanque del transformador y el equipo de vacío, y se toman lecturas de vacío cada cinco minutos por un lapso de una hora como mínimo.

Cuando tres lecturas sucesivas tienen el mismo valor, ésta es la presión de vapor producida por la humedad residual, a la temperatura en que se encuentran los devanados del transformador.

En el caso de que las lecturas de vacío no se estabilicen y se salgan del rango del vacuómetro, se tiene el transformador húmedo o en su defecto con fugas. Se determina la temperatura de los devanados, preferentemente por el método de medición de resistencia óhmica.

Con los valores de presión de vapor y temperatura, se determina la Humedad Residual de los aislamientos sólidos del transformador, utilizando la gráfica de la figura No. 5.26.

5.3.7.4 Método del punto de rocío del gas (nitrógeno o aire)

El Punto de Rocío de un gas es, por definición, la temperatura a la cual la humedad presente (vapor de agua contenido en el gas) comienza a condensarse sobre la superficie en contacto con el gas. Con base en este valor se puede determinar sobre un volumen conocido, la cantidad total de agua contenida en él, así como su Humedad Relativa.

La cantidad de agua en el papel se determina como una función de la Humedad Relativa del gas con el cual está en contacto cuando está expuesto, hasta alcanzar condiciones de equilibrio entre sus respectivas humedades.

En la actualidad existe la suficiente experiencia como para decir que la técnica de determinación de humedad por este método es adecuada y con suficiente precisión.

El procedimiento general consiste en llenar el transformador con un gas seco (aire o nitrógeno), de tal manera que al cabo de un cierto tiempo, en el cual se alcance el estado de equilibrio en humedad, se mide el Punto de Rocío del gas y con este valor poder determinar la Humedad Residual en los aislamientos. A continuación se detallan los pasos necesarios para efectuar la determinación de la Humedad Residual.

- a) Al terminar con el armado del transformador, comunicados tanque conservador y radiadores, extraer todo el aceite y con el transformador debidamente sellado, se procede a efectuar vacío hasta alcanzar un valor de 100 micrones o menos, manteniéndose en estas condiciones por cuatro horas.

1 mm de Hg = 1000 micrones.

- b) Al término fijado en el punto anterior romper el vacío con aire o nitrógeno seco, con un Punto de Rocío de -45°C o menor. Presurizar el transformador a 5lbs/pgda^2 y mantener en estas condiciones por 24 horas, tiempo suficiente para alcanzar el punto de equilibrio.
- c) Transcurrido dicho tiempo, efectuar la medición del Punto de Rocío del gas.
- d) Determinar la temperatura de los devanados, preferentemente por el método de medición de resistencia óhmica.
- e) Con el valor de Punto de Rocío obtenido y la presión del gas dentro del transformador, determinar la presión de vapor (ver gráfica de la Figura No. 5.27).

- f) Con la presión de vapor y la temperatura de devanados determinar la Humedad Residual con la gráfica de la Figura No. 5.26.

Para la determinación del Punto de Rocío, se puede usar cualquier higrómetro de los que existen en el mercado; los más utilizados son el de Hielo Seco y los de Alnor y Panametrics entre otras marcas.

5.3.7.5 Higrómetro Alnor

El higrómetro de la marca Alnor se usa para determinar el Punto de Rocío de algunos gases. El más adecuado para la aplicación en transformadores de potencia es el tipo No. 7000 U de 115 VCA 50/60 Hz. y 7.5 VCD para las pruebas en campo.

Seguir los pasos 1 y 2 del procedimiento del higrómetro de hielo seco.

Conectar el medidor a una fuente de 115 VCA o bien usar la batería.

Antes de la prueba el medidor debe ser ajustado como sigue:

- Colocar la válvula de operación en posición fuera.
- Abrir la válvula de purga para asegurar que no existe presión en el medidor.
- Oprimir la válvula del medidor y girar el tornillo de ajuste hasta que el menisco de la columna de aceite, coincida con el 1 de la escala.
- Liberar la válvula del medidor.
- Cerrar la válvula de purga y bombear hasta que el medidor alcance una lectura de 0.5, abrir la válvula de purga y el menisco debe regresar en unos cuantos segundos a el 1 de la escala, en caso de que no regrese, repetir los pasos anteriores.

Se recomienda que la conexión entre el tanque del transformador y el medidor, sea de cobre flexible y lo más corta posible. Verificar la limpieza de ésta, sus conexiones deben estar bien apretadas, con un filtro externo entre el medidor y el tanque del transformador.

Nunca oprimir la válvula del medidor a menos que la válvula de operación esté fuera, la válvula de purga abierta y la válvula de corte cerrada.

Abrir la válvula de purga, colocar la válvula de operación en posición fuera y abrir la válvula del transformador, dejar fluir el gas a través del medidor, operando la bomba de émbolo repetidas veces, con objeto de efectuar un barrido que desaloje el aire que contiene el medidor.

Cerrar la válvula de purga y bombear la muestra del gas en el medidor hasta obtener un valor de 0.5 en la escala. Observar dentro de la ventana de la cámara de niebla y presionar hacia abajo la válvula de operación sin dejar de ver por la ventana; si se forma niebla en el cono de luz, es necesario probar a un valor más alto en la escala. Repetir la prueba hasta encontrar dos valores en la escala contiguos, con una diferencia no mayor de 0.01, donde se presente y no la niebla en la cámara. El valor intermedio entre estos dos, es el valor correcto de la relación de presión.

Con este valor de Relación de Presión y la temperatura del gas (leída en el termómetro del medidor), entrar al calculador de Punto de Rocío (suministrado junto con el medidor) y obtener el valor de temperatura de Punto de Rocío. Es necesario ubicar en el calculador, el valor de la constante "Q" del gas utilizado (nitrógeno).

5.3.7.5.1 Recomendaciones al aplicar el método descrito

- a) La instalación de la conexión del higrómetro debe hacerse sobre el tanque principal del transformador, de tal manera que quede completamente expuesta al gas.
- b) Para transformadores nuevos o reparados, se debe determinar el Punto de Rocío del nitrógeno que contiene el transformador desde fábrica y que debe mantenerse durante su transporte. Esta medición se hace antes de cualquier maniobra de inspección interna y del armado. El valor de humedad determinado es de utilidad para una apreciación preliminar del tiempo necesario para la puesta en servicio del transformador.
- c) No se debe tomar como temperatura de los devanados la temperatura de los termómetros propios del transformador, ya que éste se encuentra sin aceite y sus instrumentos dan valores erróneos.

5.3.7.5.2 Valores aceptables de humedad residual en aislamientos solidos de transformadores de potencia

Los fabricantes de transformadores y reactores de potencia recomiendan que el secado de estos equipos sea menor de 0.5% de Humedad Residual. Un contenido de humedad de entre 0.2 y 0.4 % es un buen valor de trabajo. Humedades Residuales por debajo de 0.1 %, además de ser difíciles de obtener, no se recomiendan por la posible pérdida de vida del aislamiento.

Se ha demostrado por varios investigadores, que el contenido de agua en un aislamiento fibroso se equilibra a un nivel gobernado por la presión de vapor y la temperatura del medio aislante; la gráfica o carta de equilibrio de la figura No. 5.3.6.5 muestra esta relación.

Como conclusión general, se recomienda que un valor aceptable de Humedad Residual en aislamientos sólidos para transformadores de potencia, debe ser del 0.3 %.

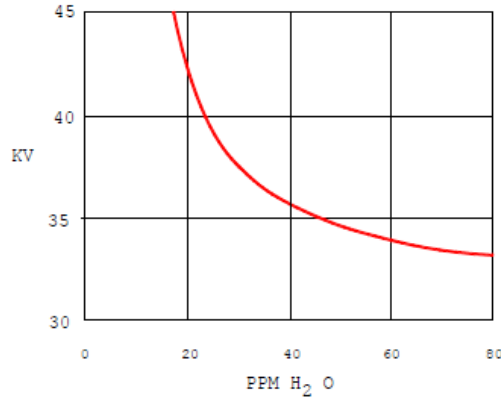


Fig. 5.22 Variaciones de la rigidez dieléctrica del aceite con su contenido de agua

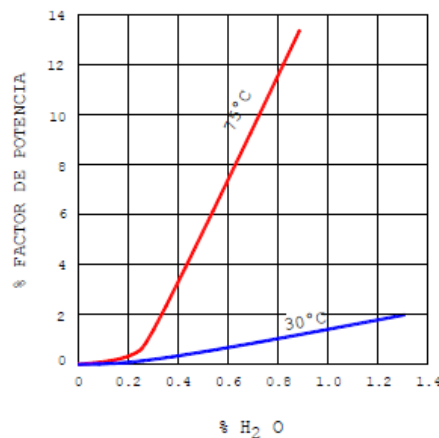
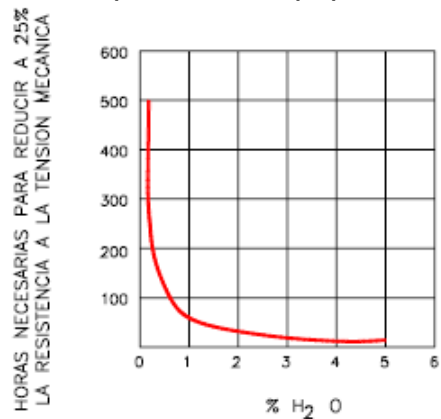
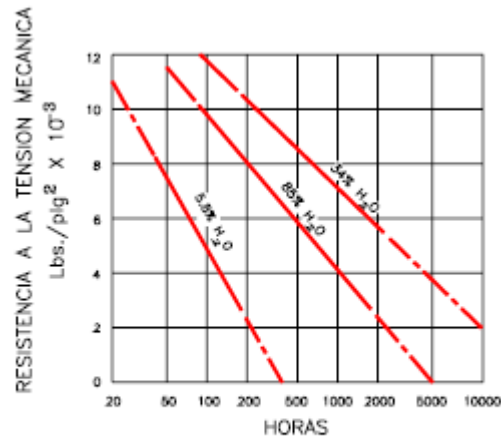


Fig. 5.23 Variación del factor de potencia del papel kraft con su contenido de agua



EFFECTO DE LA HUMEDAD EN EL
PAPEL SOMETIDO A ENVEJECIMIENTO
A UNA TEMPERATURA DE 150°C

Fig. 5.24 Efecto de la humedad en el papel sometido a envejecimiento a una temperatura de 150°C



ENVEJECIMIENTO DE PAPEL IMPREGNADO EN ACEITE, A UNA TEMPERATURA DE 130 °C

Fig. 5.25 Envejecimiento de papel impregnado en aceite, a una temperatura de 130°C

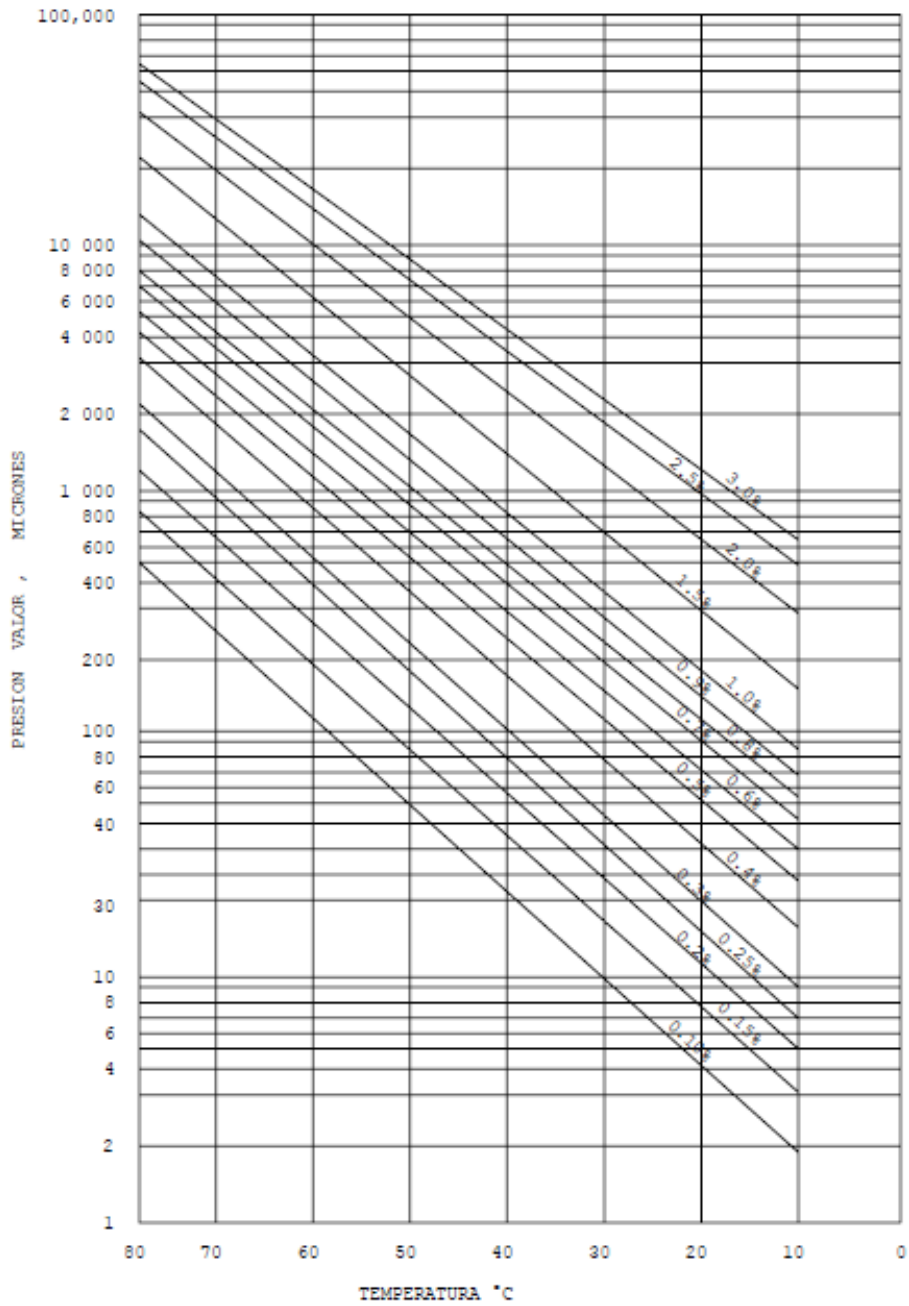


Fig. 5.26 Grafica de equilibrio de humedad

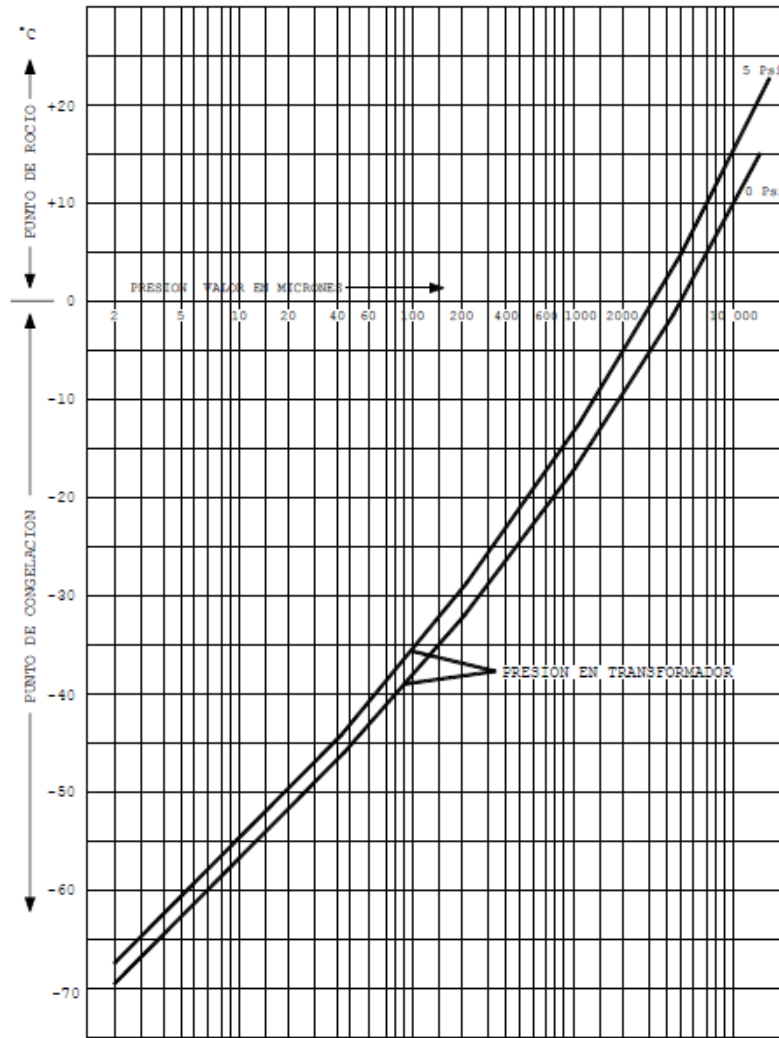


Fig. 5.27 Conversión de punto de rocío a presión de vapor

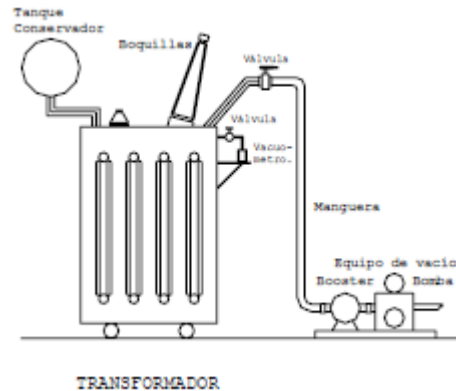


Fig. 5.28 Diagrama de conexión del equipo de vacío y el vacuómetro de mercurio al transformador

5.4 Pruebas a Interruptores de potencia

5.4.1 Introducción

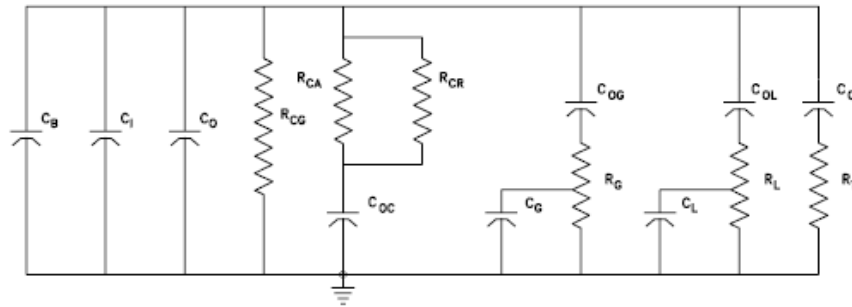
Un interruptor de potencia debe ser sometido a pruebas de diferente naturaleza, con el objeto de verificar el correcto estado de sus componentes. Así entonces, es necesario probar sus aislamientos, su mecanismo de operación, sus cámaras interruptivas, sus contactos y algunos accesorios como las resistencias de pre-inserción en los interruptores de GVA y los capacitores en los del tipo multi-cámara de PVA.

Antes de describir las pruebas correspondientes a los aislamientos, y con el objeto de poder tener una mejor comprensión sobre las capacitancias y resistencias que influyen o intervienen en las diferentes pruebas mencionadas en este capítulo; se muestran a continuación dos diagramas con circuitos dieléctricos simplificados.

El primero de ellos, corresponde al circuito establecido entre una boquilla energizada y tierra, con el interruptor en posición de “abierto”, [13] tal como se muestra en la figura 5.29.

En el segundo, puede identificarse el circuito equivalente entre las distintas partes energizadas (boquillas, conductores internos, contactos) y tierra, cuando el interruptor se encuentra en posición de “cerrado”, [13] como puede observarse en la figura 5.30.

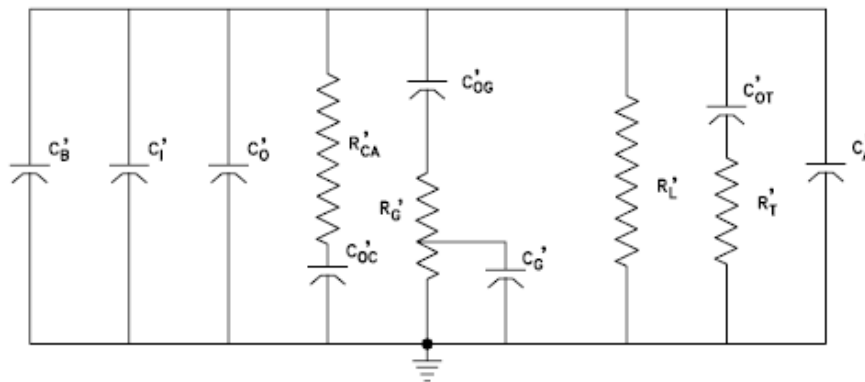
BOQUILLA ENERGIZADA



- C_g = AISLAMIENTO DE BOQUILLAS
- C_i = AISLADORES DEL BUS EXTERNO (DEBE DESCONECTARSE)
- C_o = ACEITE ENTRE LA BOQUILLA CONDUCTORA Y TIERRA
- R_{ca} = MONTAJE DE LA GUIA CRUZADA (COMO OPUESTA A "V" O CAJA GUIA-VER RG)
- R_{cr} = MONTAJE DE CONTACTOS
- R_{cg} = GRADIENTE DE LA RESISTENCIA DEL MONTAJE DE CONTACTOS O RESISTENCIA DE LA PINTURA
- C_{oc} = ACEITE ENTRE EL MONTAJE DE CONTACTOS Y TIERRA
- C_{og} = ACEITE ENTRE LA BOQUILLA CONDUCTORA Y LA GUIA DE LA BARRA DE ELEVACION (EXCEPTO PARA GUIA DE CRUZADAS, RCG)
- R_g = GUIA DE LA BARRA DE ELEVACION (EXCEPTO PARA GUIAS CRUZADAS, RCG)
- C_g = CAPACITANCIA DISTRIBUIDA ENTRE LA GUIA DE A BARRA DE ELEVACION Y TIERRA
- C_{ol} = ACEITE ENTRE LA BOQUILLA CONDUCTORA Y LA BARRA DE ELEVACION
- R_l = BARRA DE ELEVACION
- C_l = CAPACITANCIA DISTRIBUIDA ENTRE LA BARRA DE ELEVACION Y TIERRA
- C_{ot} = ACEITE ENTRE LA BOQUILLA CONDUCTORA Y LA CUBIERTA DEL TANQUE
- R_t = CUBIERTA (O FORRO) DEL TANQUE.

Fig. 5.29 Diagrama simplificado del circuito dieléctrico entre una boquilla energizada y tierra, con el interruptor abierto

CONDUCTORES ENERGIZADOS



- $C_{b'}$ = LAS DOS BOQUILLAS
- $C_{i'}$ = AISLAMIENTO DEL BUS EXTERNO (DEBE DESCONECTARSE)
- $C_{o'}$ = ACEITE ENTRE CONDUCTORES ENERGIZADOS Y TIERRA
- $R_{ca'}$ = MONTAJES DE LOS CONTACTOS CONECTADOS A LAS DOS BOQUILLAS
- $C_{oc'}$ = ACEITE ENTRE LOS DOS MONTAJES DE CONTACTOS Y TIERRA
- $C_{og'}$ = ACEITE ENTRE CONDUCTORES ENERGIZADOS Y LA GUIA DE LA BARRA DE ELEVACION
- $R_{g'}$ = GUIA DE LA BARRA DE ELEVACION
- $C_{g'}$ = CAPACITANCIA DISTRIBUIDA ENTRE LA GUIA DE A BARRA DE ELEVACION Y TIERRA
- $R_{l'}$ = BARRA DE ELEVACION
- $C_{ot'}$ = ACEITE ENTRE CONDUCTORES ENERGIZADOS Y LA CUBIERTA (O FORRO) DEL TANQUE
- $R_{t'}$ = CUBIERTA (O FORRO) DEL TANQUE
- $C_{a'}$ = AISLADORES SOPORTE DE LOS CONTACTOS AUXILIARES

Fig. 5.30 Diagrama simplificado del circuito dieléctrico entre las boquillas energizadas, los conductores internos, contactos y tierra con el interruptor cerrado

5.4.2 Resistencia de aislamiento

Las pruebas de resistencia de aislamiento en interruptores de potencia son importantes, para conocer las condiciones de sus aislamientos.

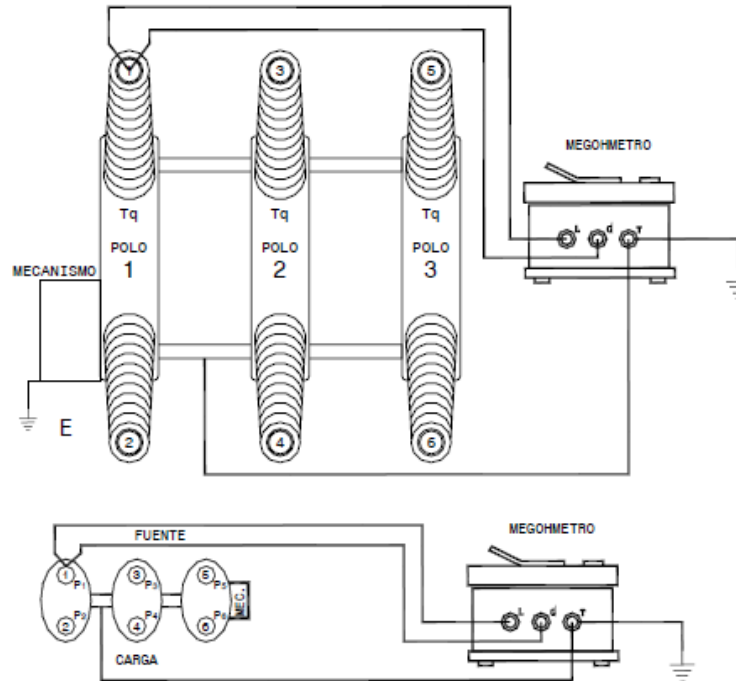
En los interruptores de gran volumen de aceite se tienen elementos aislantes de materiales higroscópicos, como son el aceite, la barra de operación y algunos otros que intervienen en el soporte de las cámaras de arqueo; también la carbonización del aceite causada por las operaciones del interruptor y la extinción del arco eléctrico, ocasionan contaminación de estos elementos, y por consiguiente una reducción en la resistencia del aislamiento.

La prueba de resistencia de aislamiento se aplica a otros tipos de interruptores, como los de pequeño volumen de aceite, de vacío y SF₆ en los que normalmente se usa porcelana como aislamiento. Los resultados de estas pruebas a equipos con medio de extinción en SF₆ no determinan el estado del gas.

5.4.2.1 Recomendaciones para realizar la prueba

- a) Limpiar perfectamente la porcelana de las boquillas, quitando polvo, humedad o agentes contaminantes.
- b) Conecte al tanque o estructura la terminal de tierra del medidor.
- c) Efectuar la prueba cuando la humedad relativa sea menor de 75%.
- d) Evitar que los rayos solares incidan directamente en la carátula del equipo de prueba a fin de evitar afectación de lecturas y daños al equipo de prueba [13].

5.4.2.2 Conexiones para realizar la prueba



Polo	Prueba	Posición interruptor	Conexiones			Mide
			Línea	Guarda	Tierra	
1	1	Abierto	1	P (1-2)	E	Boq. 1
	2	-	2	P (2-1)	E	Boq. 2
2	3	-	3	P (3-4)	E	Boq. 3
	4	-	4	P (4-3)	E	Boq. 4
3	5	-	5	P (5-6)	E	Boq. 5
	6	-	6	P (6-5)	E	Boq. 6

Tq= Tanque

P= Porcelana

E= Estructura

Fig. 5.31 Prueba de resistencia de aislamiento a interruptores tipo tanque muerto

Interpretación de resultados para la evaluación del aislamiento

Las lecturas de resistencia de aislamiento en interruptores, por lo general son altas sin tener, absorción ni polarización, por estar constituido su aislamiento, en mayor parte por porcelana; una lectura baja es indicación de deterioro del mismo.

En los interruptores en vacío y SF₆, el aislamiento está formado por las boquillas y aislamientos soportes, los bajos valores de aislamiento se deben a deterioro de alguno de ellos. Los resultados de estas pruebas a equipos con medio de extinción en SF₆ no determinan el estado del gas

Para interruptores monopolares, como es el caso de los interruptores en SF₆, los valores de resistencia de aislamiento deben ser superiores a los 100,000 MΩ si los componentes aislantes están en buenas condiciones; para casos de valores bajos de aislamiento, se requieren pruebas de factor de potencia para complementar el análisis de las condiciones del aislamiento.

5.4.3 Factor de potencia del aislamiento

Al efectuar las pruebas de Factor de Potencia, intervienen las boquillas, y los otros materiales que forman parte del aislamiento (aceite aislante, gas SF₆, vacío, etc.).

Al efectuar la prueba de Factor de Potencia el método consiste en aplicar el potencial de prueba a cada una de las terminales del interruptor.

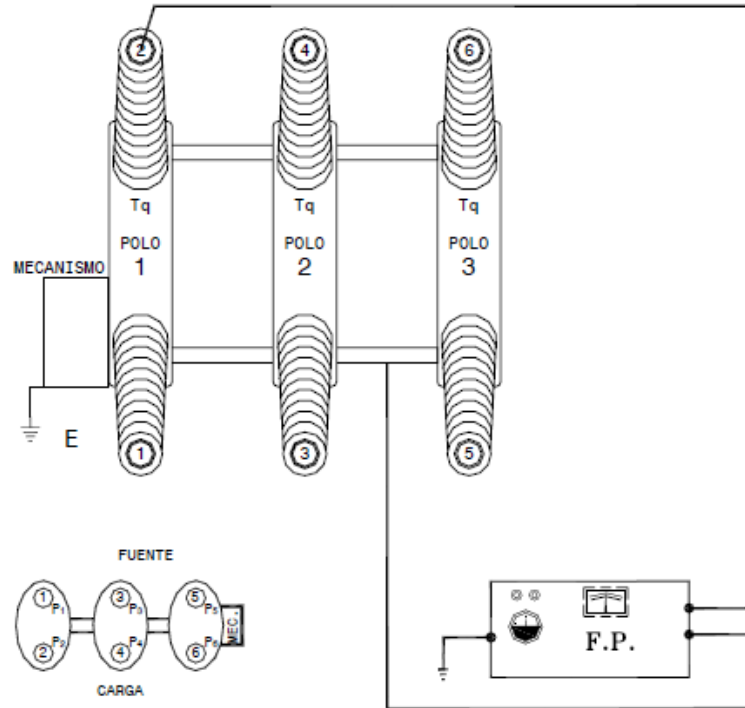
Las pérdidas dieléctricas de los aislamientos no son las mismas estando el interruptor abierto que cerrado, porque intervienen diferentes aislamientos.

Con el interruptor cerrado intervienen dependiendo del tipo de interruptor, las pérdidas en boquillas y de otros aislamientos auxiliares. Con el interruptor abierto intervienen también dependiendo del tipo de interruptor, las pérdidas en boquillas y del aceite aislante.

5.4.3.1 Recomendaciones para realizar la prueba

- a) Limpiar perfectamente la porcelana de las boquillas, quitando polvo, humedad o agentes contaminantes.
- b) Conecte al tanque la tierra del medidor.
- c) Procurar efectuar la prueba cuando la humedad relativa sea menor de 75%.

5.4.3.2 Conexiones para realizar la prueba



Prueba	Posición Interruptor	Cable de alto voltaje (HV)	Cables de alto voltaje (HV) Rojo-azul	Modo	Kv prueba
1	Abierto	1	E	Ground	10
2	-	2	E	Ground	10
3	-	3	E	Ground	10
4	-	4	E	Ground	10
5	-	5	E	Ground	10
6	-	6	E	Ground	10
7	-	4	E	UST	10
8	-	5	E	UST	10
9	-	6	E	UST	10

Tq=

Tanque

P= Porcelana

E= Estructura

Fig. 5.32 Prueba de factor de potencia a interruptores tipo tanque muerto

Interpretación de resultados para la evaluación del aislamiento

Para la interpretación de resultados de factor de potencia en los interruptores de gran volumen de aceite, se recomienda analizar y comparar las pérdidas dieléctricas que resulten de las pruebas con interruptor en posición de abierto y cerrado.

La diferencia de las pérdidas obtenidas en la prueba con el interruptor cerrado menos la suma de las pérdidas de la misma fase con interruptor abierto, se utilizan para analizar las condiciones del aislamiento (se le denomina índices de pérdidas del tanque).

I.P.T. = (pérdidas con interruptor cerrado)-(suma de pérdidas con interruptor abierto).

I.P.T. = Índice de Pérdidas de Tanque.

Interpretación de resultados para la evaluación del aislamiento

Condición normal

Menor 15mW 2500 Volts.
Menor 0.10 W 10000 Volts.

Condición anormal

Mayor de 15mW 2500 Volts.
Mayor de 0.10W 10000 Volts.

5.4.4 Resistencia de contactos

Los puntos con alta resistencia en partes de conducción, originan caídas de voltaje, generación de calor, pérdidas de potencia, etc.

La prueba se realiza en circuitos donde existen puntos de contacto a presión o deslizables, como es el caso en interruptores.

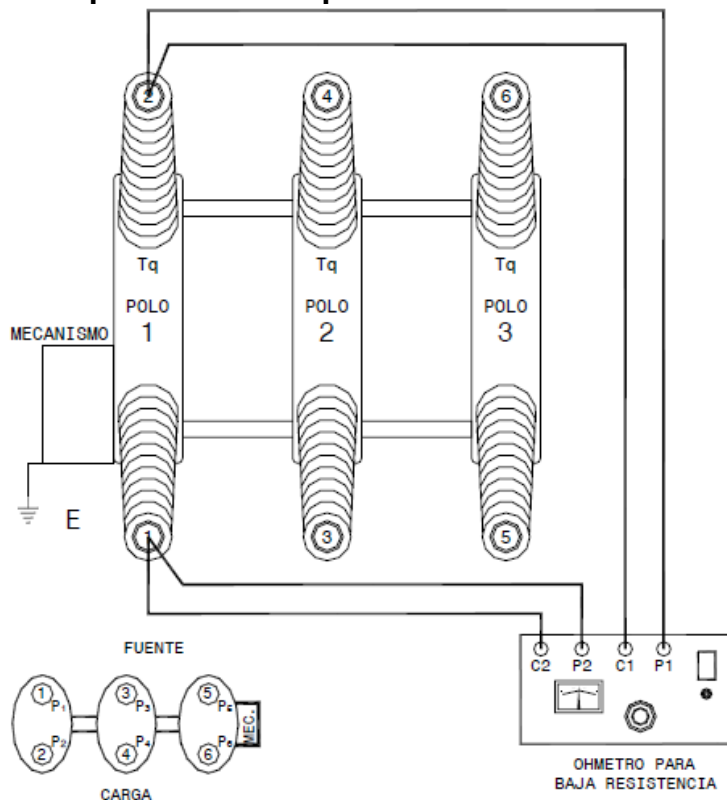
Para medir la resistencia de contactos existen diferentes marcas de equipo, de diferentes rangos de medición que fluctúan entre 0 y 100 amperes para ésta prueba.

Los equipos de prueba cuentan con una fuente de corriente directa que puede ser una batería o un rectificador.

5.4.4.1 Recomendaciones para realizar la prueba

- a) El equipo bajo prueba debe estar desenergizado y en la posición cerrado.
- b) Se debe aislar el equipo en lo posible contra la inducción electromagnética mediante aterrizamiento temporal inmediato previo a la prueba para descargar la estática, ya que ésta produce errores en la medición y puede dañar el equipo de prueba.
- c) Se deben limpiar perfectamente los conectores donde se van a colocar las terminales del equipo de prueba a fin de asegurar un buen contacto y no afectar la medición.
- d) Se debe poner atención en la colocación de las terminales del equipo de prueba, algunos interruptores tiene una placa metálica auxiliar que se utiliza para adaptar la conexión de la terminal zapata del cable al interruptor. Cuando es el caso, se debe de efectuar dos mediciones, una tomando en cuenta la placa metálica y otra medición evitando la placa, esto con el objeto de verificar el estado de la placa metálica; si existe diferencia con los valores obtenidos, deben de desconectar la placa y efectuar limpieza.

5.4.4.2 Conexiones para realizar la prueba



Prueba	Posición interruptor	I1 (+) V1 (+)	Ground Mide	Iprueba (AMP)
1	Cerrado	1	2	100
2	Cerrado	3	4	100
3	Cerrado	5	6	100

Tq= Tanque

P= Porcelana

E= Estructura

Fig. 5.33 Prueba de resistencia de contactos a interruptores tipo tanque muerto

Interpretación de resultados

Esta prueba permite detectar oportunamente los problemas que se presentan por alta resistencia de contactos, que puede ser causada por cualquier elemento que forma el conjunto de contactos; desde el conector de la boquilla hasta los conectores fijos y móviles con todos sus accesorios.

La resistencia de contactos varía de acuerdo al tipo y diseño del equipo, y debe ser de acuerdo a las normas correspondientes, los valores establecidos en los instructivos así como los obtenidos durante la puesta en servicio, nos sirven de referencia para pruebas posteriores. En algunos equipos el fabricante proporciona estos valores en milivolts (mV) de caída de tensión, por lo que será necesario hacer la conversión a micro-ohms (mΩ).

Para interruptores en gran volumen de aceite, los valores son del orden de 100-300 micro-ohms. Para interruptores de los tipos pequeño volumen de aceite, vacío y gas SF6, los valores de resistencia de contactos aceptables son del orden de 30-100 microohms.

Este criterio es aplicable a los interruptores de gas SF6 en tanque vivo y tanque muerto.

5.4.5 Tiempo de operación y simultaneidad de cierre y apertura

El objetivo de la prueba es determinar los tiempos de operación de los interruptores de potencia en sus diferentes formas de maniobra, así como la de verificar la simultaneidad de los polos o fases.

El principio de la prueba se basa en una referencia conocida de tiempo trazado sobre el papel del equipo de prueba, se obtienen los trazos de los instantes en que los contactos de un interruptor se tocan o se separan a partir de las señales eléctricas de apertura y cierre de los dispositivos de mando del interruptor, estas señales de mando también son registradas sobre la gráfica, la señal de referencia permite medir el tiempo y la secuencia de los eventos anteriores.

Existen varios tipos de instrumentos de prueba, los que utilizan dispositivos electromecánicos en los cuáles una señal eléctrica sobre una bobina, actúa mecánicamente sobre agujas que marcan un trazo sobre un papel tratado en su superficie; y los que utilizan galvanómetro que al accionar varían el punto de incidencia de un rayo luminoso sobre un papel fotosensible; en ambos tipos el movimiento del papel es efectuado por un motor de corriente directa a una velocidad constante.

Tiempo de apertura.- Es el tiempo medido desde el instante que se energiza la bobina de disparo hasta el instante en que los contactos de arqueo se han separado.

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

Equipos de prueba.- Existen varios tipos y marcas de equipos de prueba, distinguiéndose principalmente, los de tipo cronógrafo, oscilógrafo y registrador computarizado.

Pruebas normales.- Las pruebas o mediciones que a continuación se indican son aquellas que se consideran normales, tanto para mantenimiento como para puesta en servicio de un interruptor.

- a) Determinación del tiempo de apertura.
- b) Determinación del tiempo de cierre.
- c) Determinación del tiempo cierre-apertura en condición de disparo libre (trip-free) o sea el mando de una operación de cierre y uno de apertura en forma simultánea, se verifica además el dispositivo de antibombeo.
- d) Cantidad de rebotes al cierre de los contactos y su duración.
- e) Determinación de la simultaneidad entre contactos de una misma fase, tanto en cierre como apertura.
- f) Determinación de la diferencia en tiempo entre los contactos principales y contactos auxiliares de resistencia de pre-inserción, ya sean estos para apertura o cierre.
- g) Determinación de los tiempos de retraso en operación de recierre si el interruptor está previsto para este tipo de aplicación, ya sea recierre monopolar o tripolar.

h) Distancia de recorrido, velocidad de cierre y apertura con el auxilio con transductor de movimiento lineal para determinación de penetración de contacto móvil.

Las cuatro primeras pruebas son aplicables a todo tipo de interruptor mientras que las tres siguientes son aplicables a tipos específicos; la prueba e) a interruptores multicámaras, la f) a interruptores dotados de resistencia de pre-inserción y la g) a equipos aplicados con recierre. La última prueba h) a interruptores de gas SF₆ con accionamiento de biela mecánica.

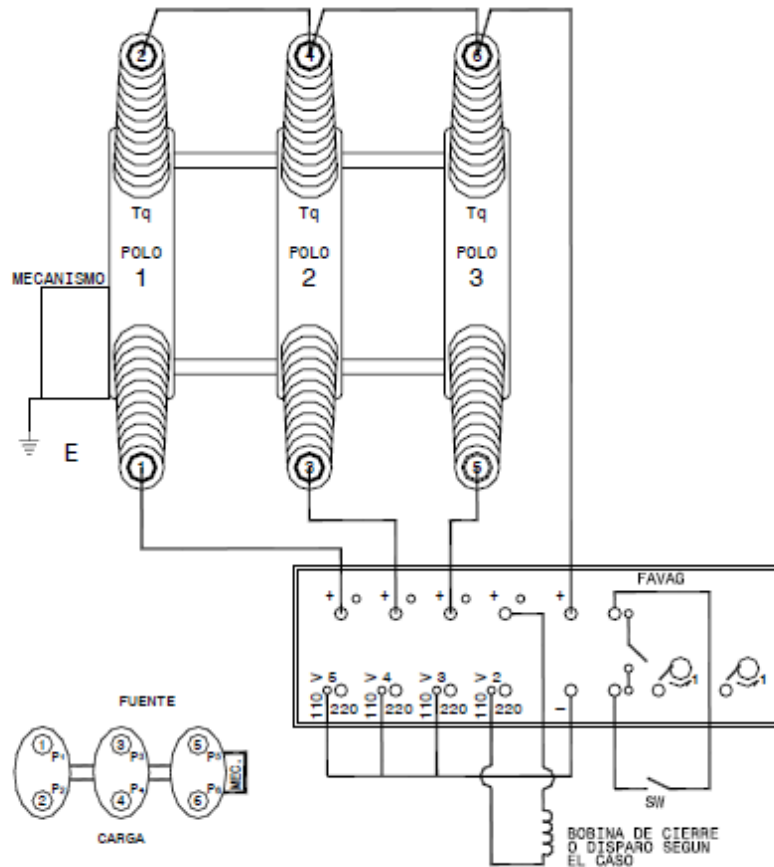
Dependiendo del interruptor por probar en lo que a número de cámaras se refiere, así como el número de canales disponibles en el equipo de prueba, es posible en algunos casos determinar dos o más de los tiempos anteriores simultáneamente en una sola operación.

5.4.5.1 Recomendaciones para realizar la prueba

- a) Librar al interruptor completamente, asegurándose que las cuchillas seccionadoras respectivas se encuentran en posición abierta.
- b) Limpiar las terminales del interruptor donde se conectarán las terminales del equipo de prueba.

5.4.5.2 Conexiones para realizar la prueba

Las conexiones entre el equipo de prueba y el interruptor por probar, están determinadas en el instructivo de cada equipo de prueba en particular y en el conocimiento del arreglo físico de las cámaras y contactos del interruptor, así como del arreglo del circuito de control para el cierre y apertura del interruptor.



Prueba	Puntos	Conexiones			
Prueba	(+) Firme	Canal 1	Canal 2	Canal 3	Canal 4
1	Disparo	1	3	5	Puente Entre 2, 4 y 6
2	Cierre	1	3	5	Puente Entre 2, 4 y 6

Tq= Tanque

P= Porcelana

E= Estructura

Fig. 5.34 Prueba de tiempos y simultaneidad a interruptores tipo tanque muerto

Interpretación de resultados

Tiempo de apertura. Se efectúa al interruptor registrando el instante de apertura de cada una de las fases y midiendo el intervalo en cada una, a partir de la señal de disparo del interruptor, que también queda registrada.

Esta prueba es general e independiente del número de cámaras o contactos en serie que se tengan por fase, puesto que se mide la fase completa, que para el caso de varios contactos en serie, el registro en la gráfica corresponde al instante

en que se abre el primer par. De esta misma prueba puede obtenerse además la simultaneidad entre fases del interruptor a la apertura.

La figura siguiente muestra una gráfica típica para esta prueba.

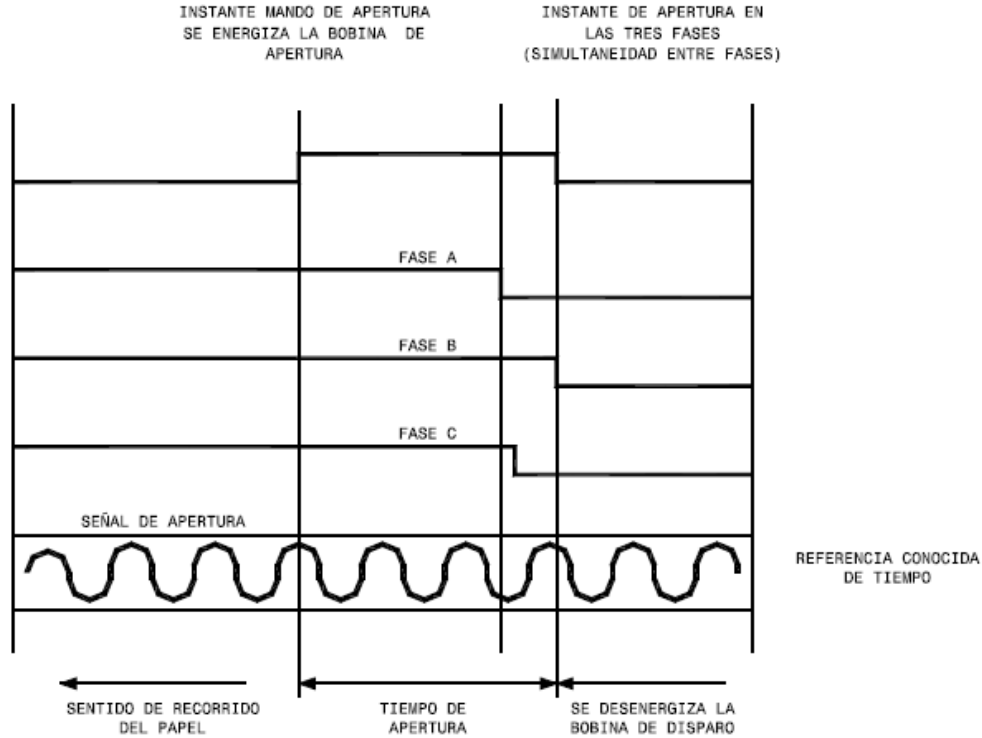


Fig. 5.35 *Grafica de tiempo de apertura a interruptores tipo tanque muerto*
Tiempo de cierre. Se efectúa al interruptor completo registrando el instante de cierre de cada una de las fases y midiendo el intervalo en cada una, a partir de la señal de cierre del interruptor, que también queda registrada.

Esta prueba es general e independiente del número de cámaras o contactos en serie que se tengan por fase, puesto que se miden las tres fases completas. Debe tomarse en cuenta que en el caso de varios contactos en serie por fase, el registro en la gráfica corresponde al instante en que se cierra el último par.

En la figura siguiente se muestra una gráfica típica para esta prueba.

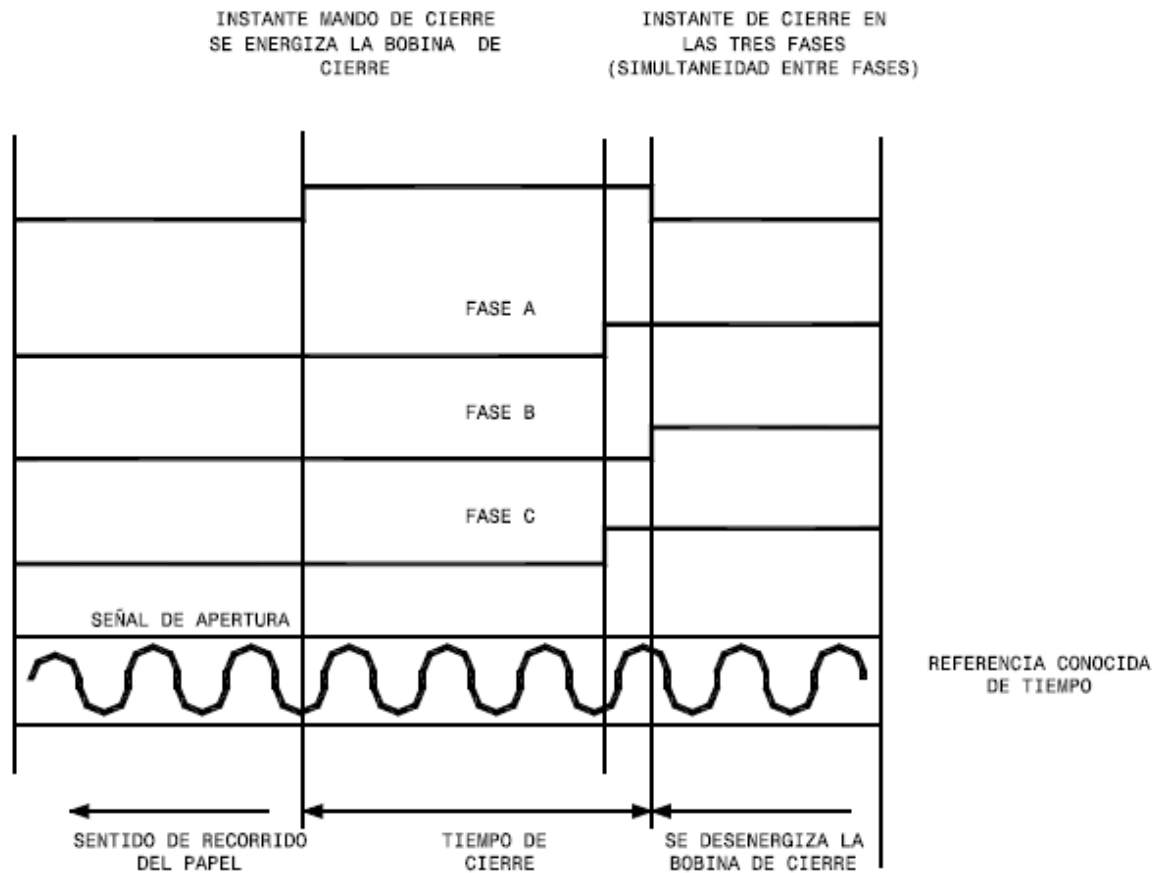


Fig. 5.36 Grafica de tiempo de cierre a interruptores tipo tanque muerto

Valores de prueba. A continuación se hace referencia respecto a los valores de los tiempos anteriormente descritos para establecer un cierto criterio a modo de guía general, ya que los valores particulares para cada tipo de interruptor son una característica propia que generalmente proporciona el fabricante en sus instructivos.

Los interruptores están clasificados en lo que se refiere a su tiempo de interrupción, en interruptores de 8, 5 y 3 ciclos, estos rangos están dados en base a las pruebas de prototipo que se efectúan y es el tiempo máximo obtenido dentro de toda la gama de pruebas efectuadas.

Los tiempos de cierre son generalmente más largos que los de apertura y su importancia es relativamente menor, pueden variar dependiendo del tipo de interruptor, su mecanismo y el tamaño de sus partes en movimiento, por lo general los tiempos son del orden de 6 a 16 ciclos.

Para evaluar la simultaneidad entre fases y entre contactos de una misma fase, es necesario considerar la máxima diferencia entre los instantes que se tocan los

contactos durante el cierre o entre los instantes en que se separan durante la apertura, y no deberá exceder de 1/2 ciclo en base a la frecuencia nominal. La operación de contactos de un mismo polo debe ser prácticamente simultánea.

Tensión	Tiempo Máximo de cierre en milisegundos	Tiempo máximo de interrupción en milisegundos	Simultaneidad en la operación de los Polos en milisegundos	
			Cierre	Apertura
15 kV a 38 kV	100	60	3	2
72.5kV a 420kV	160	50	4.16	2.77

Tabla 5.6 *Tiempos máximos de interrupción y cierre para interruptores con medio de extinción en vacío y SF6*

5.4.6 Rigidez dieléctrica de cámaras de interrupción, para interruptores en vacío o SF6

Para interruptores de potencia con cámaras de extinción de arco en vacío o gas SF6, se recomienda realizar la prueba de rigidez dieléctrica aplicando alta tensión de C.A. o C.D.

Con esta prueba es posible verificar el estado de las cámaras en cuanto a su hermeticidad y estado del medio de extinción del arco, debiéndose consultar el manual del fabricante correspondiente para todo lo relativo a niveles de voltaje y duración de la prueba.

5.4.6.1 Recomendaciones para realizar la prueba

- Librar al interruptor completamente, asegurándose que las cuchillas seccionadoras respectivas se encuentran en posición abierta.
- Se recomienda en lo posible aplicar el potencial únicamente a las cámaras, sin que intervengan en el circuito de prueba las boquillas y soportes aislantes del interruptor.
- Se deben limpiar perfectamente los conectores donde se van a colocar las terminales del equipo de prueba.

5.5 Pruebas a transformadores de potencial

5.5.1 Prueba de Resistencia de aislamiento

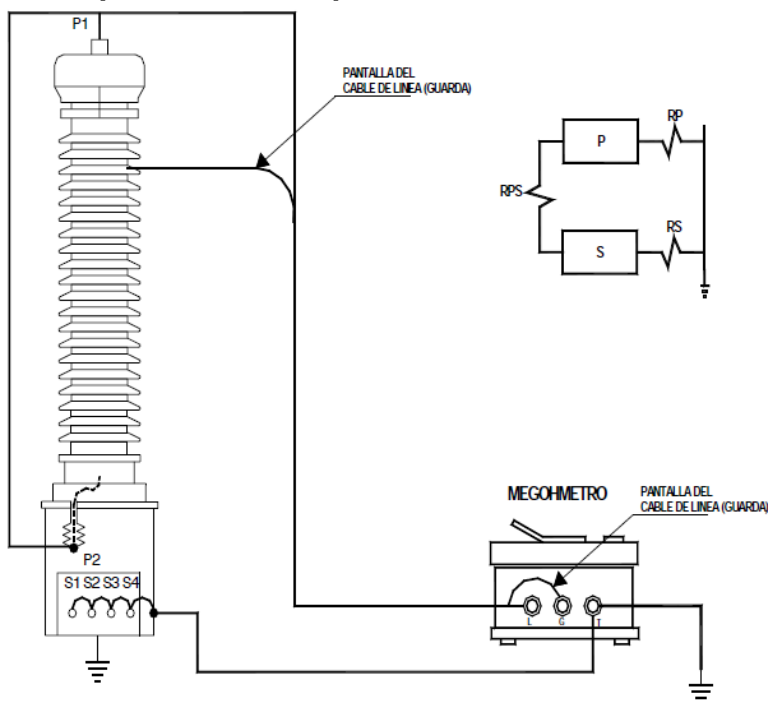
Al probar un transformador de instrumento se determinan las condiciones del aislamiento entre los devanados primario y secundario contra tierra. Para la prueba del primario contra tierra, se utiliza el rango de mayor tensión del equipo de prueba, dependiendo de su tipo; y para la prueba del secundario contra tierra, se usa el rango del medidor para una tensión aproximada a la tensión nominal del equipo a probar, de 500 V.

La prueba de resistencia de aislamiento en dispositivos de potencial (DP's) se realiza uniendo las terminales de los devanados primario y secundario y aislando toda conexión a tierra y a tableros, siendo esto con el fin de que no intervengan en la prueba las capacitancias y /o resistencias integradas en el dispositivo; ésta prueba se efectúa únicamente a 500 V.

5.5.1.1 Recomendaciones para realizar la prueba

- Cortocircuitar terminales del devanado primario y secundario en forma independiente.
- Limpiar el aislamiento externo.

5.5.1.2 Conexiones para realizar la prueba



Prueba	Conexiones de prueba				Volts Prueba
	L	G	T	Mide	
1	P1, P2	Porcelana	S1, S2, S3, S4	RP-RPS	2500
2	S1, S2, S3, S4	-	P1, P2	RP-RPS	500

Fig. 5.37 Prueba de resistencia de aislamiento a Tp 's

Interpretación de los resultados

Por la experiencia en la diversidad de pruebas que se han realizado a este tipo de equipos, es recomendable que los valores que se obtengan en los aislamientos tanto de alta tensión como de baja tensión, deben ser superiores a 50,000 megohms.

Para valores inferiores a lo descrito anteriormente y con el objeto de analizar las condiciones del aislamiento, deberá complementarse ésta prueba con los valores de pérdidas dieléctricas que se obtienen con las pruebas de factor de potencia.

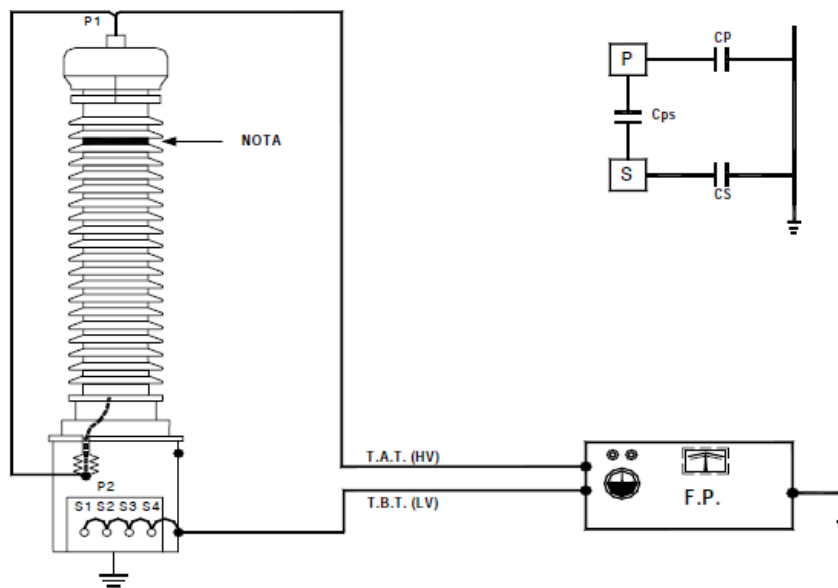
5.5.2 Factor de potencia

Con la prueba de factor de potencia se determinan las pérdidas dieléctricas de los aislamientos de los devanados primario y secundario que integran a los transformadores de instrumento.

5.5.2.1 Recomendaciones para realizar la prueba

- a) Se debe limpiar el aislamiento externo.
- b) Para el devanado primario utilizar 2.5kV para no fatigar el aislamiento de la terminal P2, y para el devanado secundario aplicar un voltaje no mayor de 500 volts.
- c) La terminal P2 del devanado primario está conectada directamente a tierra. Al probar este tipo de T.P's es necesario desconectar la terminal P2 de tierra con objeto de efectuar la prueba del devanado primario a tierra, teniendo el cuidado de limpiar perfectamente la terminal P2 y de no aplicar más de 2500 V, debido a que ésta terminal es de aislamiento reducido.

5.5.2.2 Conexiones para realizar la prueba



NOTA: TAMBIEN REALIZAR LA PRUEBA DE COLLAR CALIENTE
CONECTANDO T.A.T. AL SEGUNDO FALDON Y T.B.T. A P1

Prueba	Conexiones de prueba				Kv Prueba
	T.A.T	T.B.T	Selector	Mide	
1	P1, P2	S1, S2, S3, S4	Ground	CP-CPS	2.5
2	S1, S2, S3, S4	P1, P2	Ground	CP-CPS	0.5

Fig. 5.38 Prueba de factor de potencia a T_p 's

Interpretación de resultados

Un valor de factor de potencia mayor de 2% y pérdidas dieléctricas en la prueba de collar caliente mayores de 6mW a 2.5KV o 0.1 watts a 10KV, será indicativo de que existe un deterioro en el aislamiento del transformador, pudiendo ser la causa el aceite aislante de aquellos que lo contengan, o microfisuras en la resina del aislamiento tipo seco.

Al obtener resultados con valores mayores, deberá investigarse y compararse con los datos estadísticos de equipos similares.

En los Transformadores de Potencial Capacitivos el Factor de Potencia del aislamiento y la capacitancia de una unidad nueva debe ser comparada con los valores de placa cuando son dados y con otras unidades similares del mismo fabricante. Las unidades con factor de potencia y capacitancia mayor a la normal o que se hayan incrementado significativamente con respecto a los valores de puesta en servicio deben ser retirados de servicio.

Unidades con factores de potencia superiores a 0.5% indica que el capacitor se está deteriorando por lo que deben ser retirados del servicio. Una variación en el valor de la capacitancia e incremento de factor de potencia, es indicativo de riesgo de falla. La experiencia ha demostrado que no es necesario efectuar correcciones por temperatura en los rangos en que se realizan las pruebas, además algunas unidades del mismo tipo y capacidad generalmente se prueban al mismo lapso de tiempo y temperatura.

5.5.3 Relación de transformación y polaridad

Con el medidor de relación de transformación convencional, se pueden medir relaciones de transformación hasta 130, siendo esto útil para transformadores de corriente de relación hasta 600/5, y para transformadores de potencial con relación hasta 14400/120. Para relaciones mayores se debe utilizar el accesorio del medidor o acoplar un segundo TTR. Si se dispone del medidor trifásico no se tiene ningún problema ya que éste puede medir relaciones de hasta 2700.

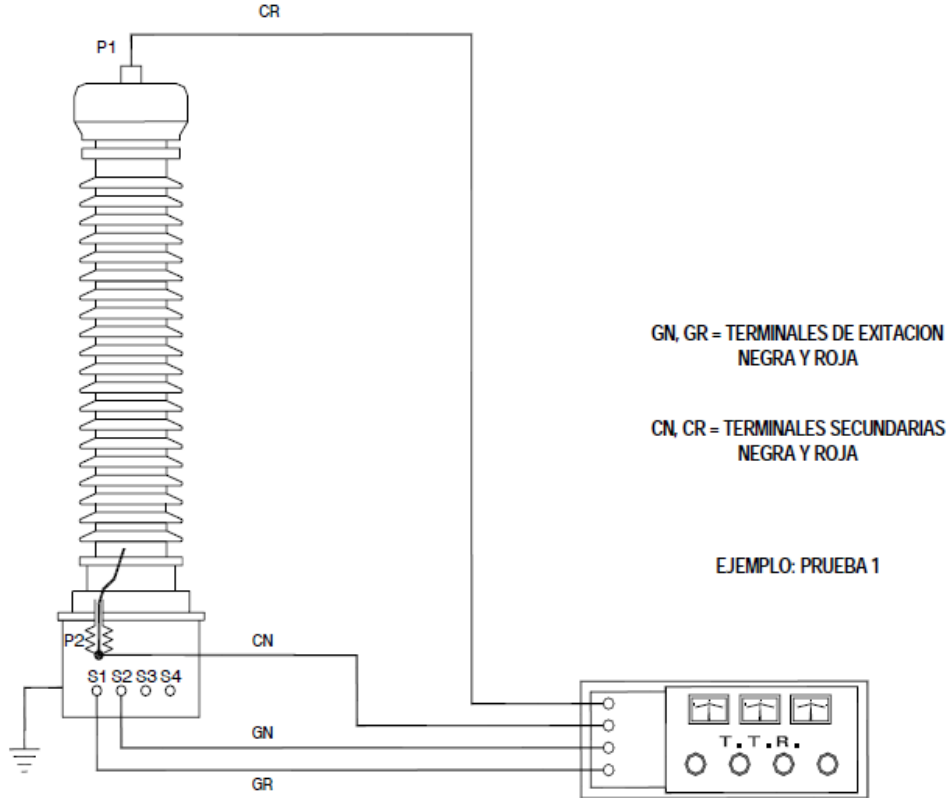
5.5.3.1 Recomendaciones para realizar la prueba

- a) Método de relación de transformación por voltaje.

Realice y verifique la conexión para la prueba de Relación de Transformación de acuerdo a lo indicado en el protocolo de pruebas del Transformador de Corriente. Poner en corto circuito el devanado opuesto al que someterá a prueba del transformador de potencial.

- b) Incrementar la tensión hasta que la lectura del voltmetro en el secundario (V_s) no exceda de un volt por espira.
- c) Registrar el valor de la lectura de tensión encada una de las derivaciones (V_d).
- d) Registrar el valor de la lectura de tensión en el devanado primario (V_p).

5.5.3.2 Conexiones para realizar la prueba



Prueba	Conexiones de prueba				Mide
	CR	CN	GR	GN	
1	P1	P2	S1	S2	Rel. Devanado 1
2	P1	P2	S3	S4	Rel. Devanado 2

Fig. 5.39 Prueba relación de transformación a $Tp's$

Interpretación de resultados

El porciento de diferencia en la relación de transformación medida con respecto a la teórica no debe ser mayor de 0.15%.

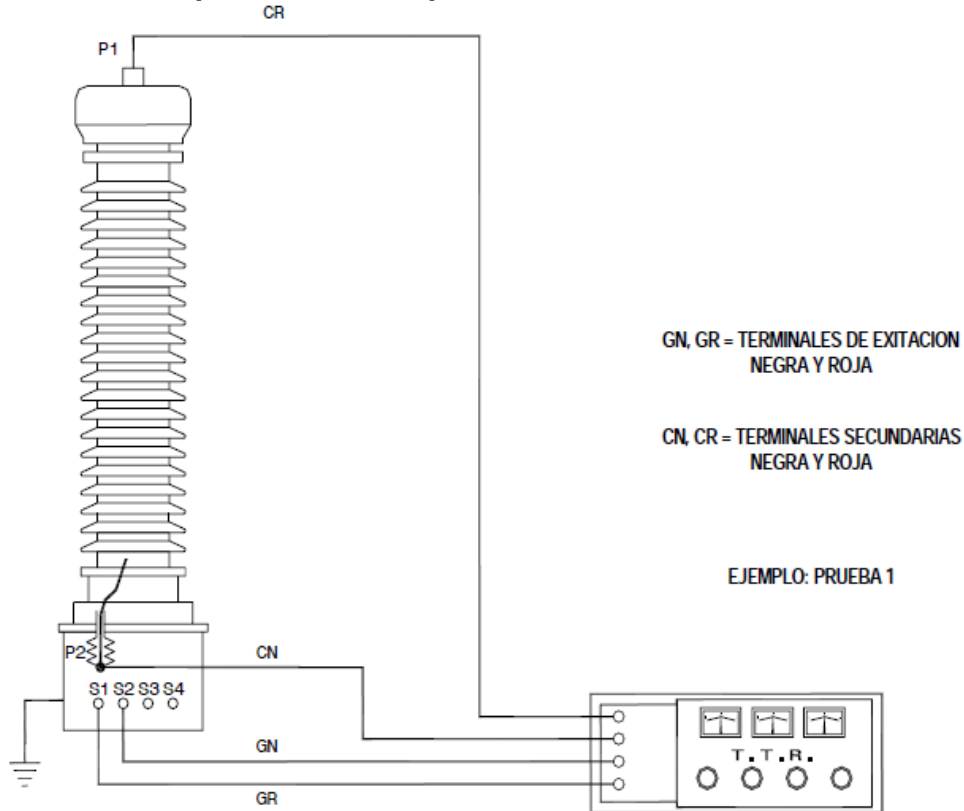
5.5.4 Prueba de corriente de excitación

Esta prueba se realiza para comprobar las condiciones del devanado principal y el núcleo.

La prueba se puede realizar con el medidor de factor de potencia, energizando el devanado primario y obteniéndose la corriente de excitación en mVA o mA de acuerdo al equipo que se utilice.

Si al estar aplicando el voltaje, el interruptor del medidor se abre, es indicación de problemas en el devanado al tenerse una corriente de excitación alta.

5.5.4.1 Conexiones para realizar la prueba



Prueba	Conexiones de prueba			Mide
	T.A.T	T.B.T	Selector	
1	P1	P2	S1	le

Fig. 5.40 Prueba corriente de excitación a T_p 's

5.6 Prueba a boquillas de potencia

5.6.1 Resistencia de aislamiento

La prueba de resistencia de aislamiento a boquillas sirve para detectar imperfecciones en la estructura de la misma.

5.6.1.1 Preparación de la boquilla para la prueba

Limpiar perfectamente la boquilla y colocarla sobre una base firme en posición vertical y apoyada de su brida.

5.6.1.2 Conexiones para realizar la prueba

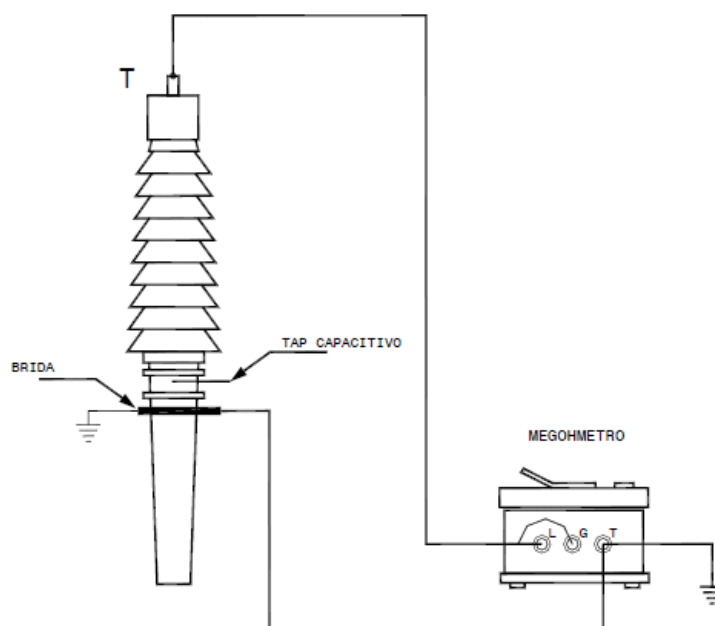
El tiempo de duración para las prueba es de un minuto, debido a que las boquillas no tienen absorción dieléctrica.

Primer prueba.- Aterrizar la brida de la boquilla, conectar la terminal de Línea del Megger a la terminal de la boquilla y la terminal de Tierra a la brida de la boquilla.

Segunda prueba. Manteniendo aterrizada la brida, conectar la terminal de Línea del Megger a la terminal de la boquilla y la terminal de Tierra al tap capacitivo.

Nota: La tensión de prueba en este caso debe de ser de 500 volts.

Precaución. Al terminar la prueba de aislamiento de las boquillas que tengan Tap capacitivo, verificar que éste, quede perfectamente aterrizado.



Prueba	Conexiones de prueba		
	Línea	Guarda	Tierra
1	P1	-	Brida
2	P1	-	Tap. Capacitivo

Fig. 5.41 Prueba de resistencia de aislamiento a Boquillas

Interpretación de resultados

Como una guía práctica para interpretación de resultados, los valores deben ser mayores de 40,000 Megaohms. En caso de no contar con valores de referencia, comparar los valores obtenidos con valores de boquillas similares.

5.6.2 Prueba de factor de potencia

A continuación se describe brevemente las pruebas que se realizan a los diferentes tipos de boquillas:

a) Prueba en modo aterrizado (GROUND). Esta es una medición de las cualidades aislantes del aislamiento entre el conductor central de la boquilla y la brida de sujeción. La prueba se realiza energizando la terminal de la boquilla por medio del la terminal de alta tensión del medidor y la terminal de baja tensión del medidor a la brida de sujeción, la brida debe de estar aterrizada. Esta prueba se realiza a boquillas no instaladas.

b) Prueba en modo no aterrizado (UST). Esta es una medición del aislamiento entre el conductor central y el tap capacitivo (C1). Esta prueba se aplica a boquillas que cuentan con un condensador devanado a lo largo de la boquilla. El objeto principal del capacitor, es controlar la distribución del campo eléctrico, tanto interno como externo de la boquilla.

c) Prueba en modo guarda (GST). Esta es una medición del aislamiento entre el tap capacitivo y la brida de sujeción (C2). Esta prueba se aplica a boquillas que cuentan con un condensador devanado a lo largo de la boquilla. El objeto principal del capacitor, es controlar la distribución del campo eléctrico, tanto interno como externo de la boquilla.

Nota: La tensión de prueba en este caso no deberá ser mayor de 500 volts

5.6.2.1 Capacitancias de una boquilla

La capacitancia C1 de una boquilla, es el valor expresado en picofaradios entre el conductor principal y el tap, La prueba incluye aislamiento principal C1 del núcleo.

La capacitancia C2, es el valor expresado en picofaradios entre el tap y la brida, la prueba incluye, tap de aislamiento, aislamiento del núcleo entre la capa del tap y la manga de tierra del aislador, porción del líquido o compound de relleno, porción de barrera aislante.

La capacitancia C, es el valor expresado en picofaradios entre el conductor principal y la brida. La prueba incluye, aislamiento principal C1 del núcleo, barrera

de aislamiento, ventanilla, aislante inferior, porción de líquido o compuesto de relleno.

Para tensiones de 34.5kV en adelante, se utilizan boquillas de tipo capacitor llenas o impregnadas de aceite.



NOTAS :

1. LAS CAPACITANCIAS IGUALES DE "CA" A "CJ" DISTRIBUYEN EN FORMA IGUAL EL VOLTAJE DESDE EL CONDUCTOR CENTRAL ENERGIZADO A LAS CAPAS DE CONDUCTOR Y LA BRIDA ATERRIZADAS
2. EL TAP EN EL ELECTRODO ES NORMALMENTE ATERRIZADO EN SERVICIO, EXCEPTO LOS DISEÑOS Y BOQUILLAS USADOS CON DISPOSITIVO DE POTENCIA.
3. PARA LAS BOQUILLAS CON TAPS DE POTENCIAL, LA CAPACITANCIA "C2" ES MUCHO MAYOR QUE "C1" PARA BOQUILLAS CON TAP DE FACTOR DE POTENCIA . LAS CAPACITANCIAS C1 Y C2 DEBERAN SER DE LA MISMA MAGNITUD.

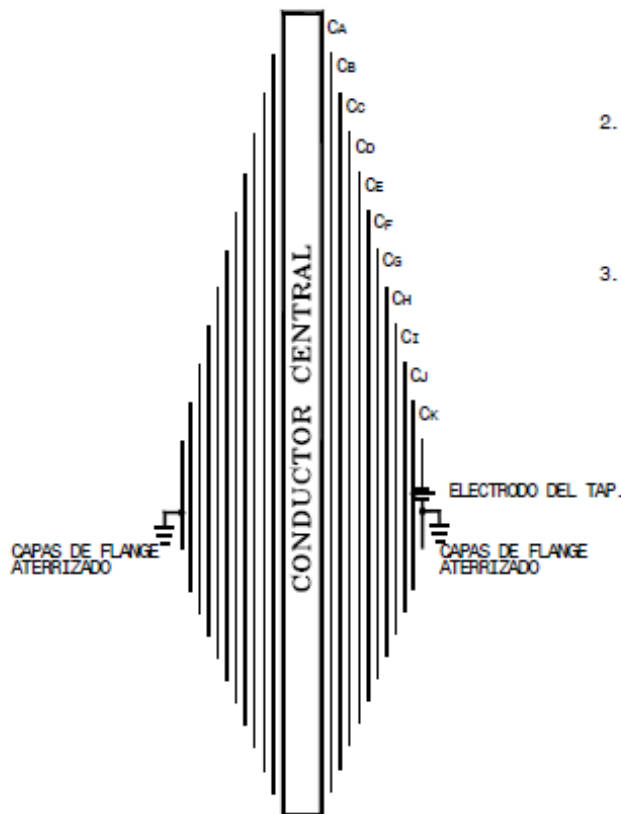


Fig. 5.42 Capacitancias presentes en una boquilla tipo condensador

5.6.2.2 Preparación de la boquilla para la prueba

Limpiar perfectamente la boquilla y colocarla sobre una base firme en posición vertical y apoyada de su brida.

5.6.2.3 Conexiones para realizar la prueba

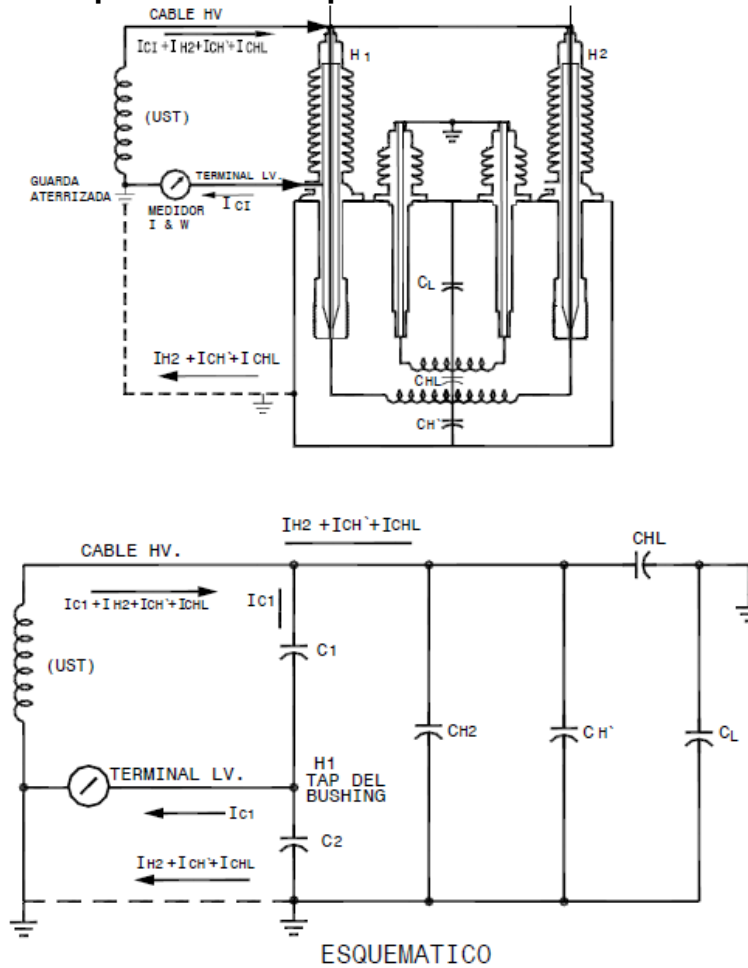


Fig. 5.43 Método de prueba UST para aislamiento "C1" de boquilla en transformador

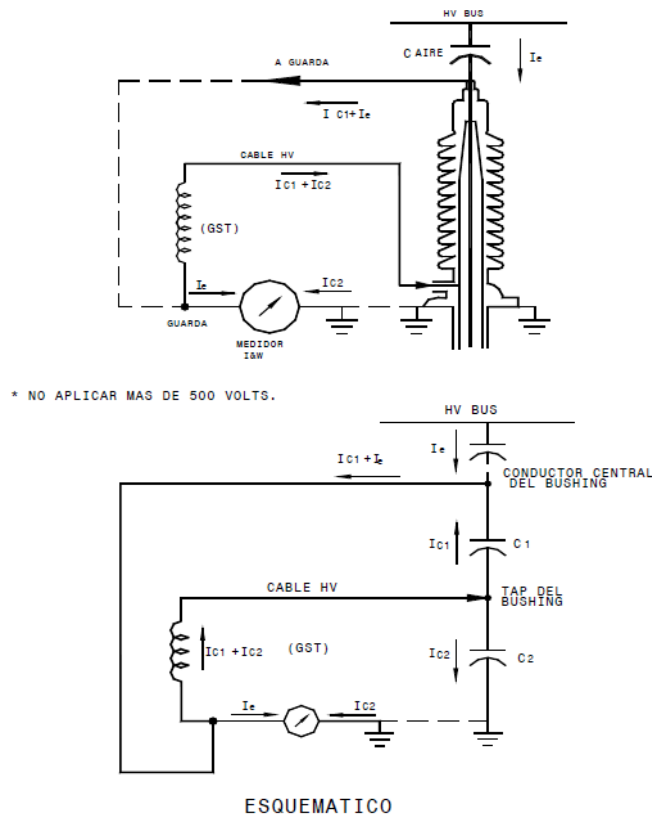
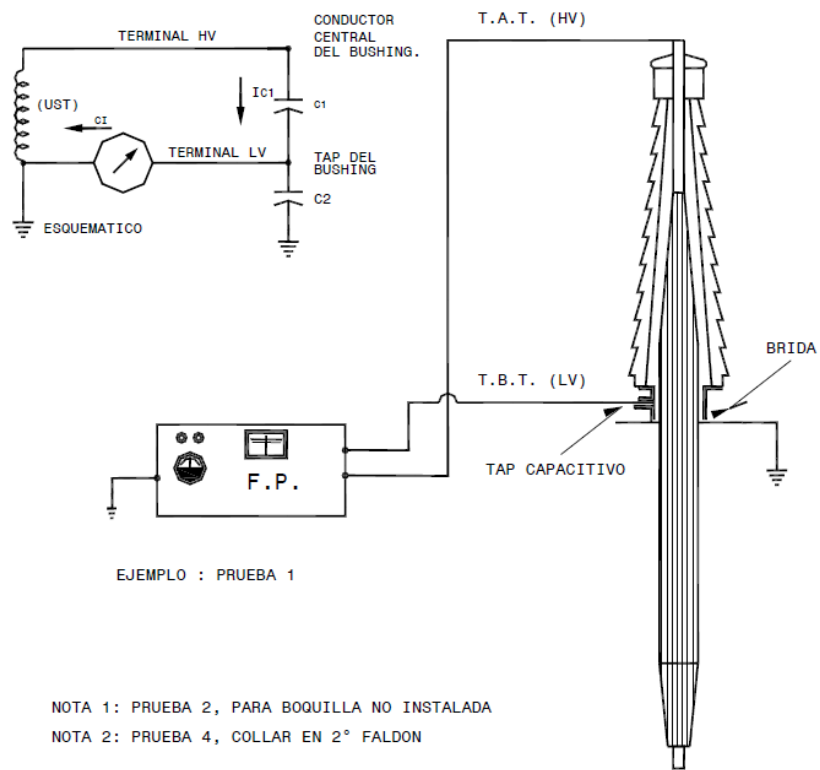


Fig. 5.44 Prueba de aislamiento de la terminal del tap capacitivo "C2"



Prueba	Conexiones de prueba			kV. de Prueba	Mide
	T.A.T	T.B.T	Selector		
1	Term. Boquilla	Tap capacitivo	UST	2.5 o 10 kV	C1
2	Term. Boquilla	Brida	Ground	2.5 o 10 kV	C
3	Tap capacitivo	Term. Boquilla	Guarda	500 v	C2
4	Collar	Term. Boquilla	Ground	2.5 o 10 kV	P

Fig. 5.45 Prueba de factor de potencia a boquillas tipo condensador

Interpretación de resultados

Los siguientes valores de pérdidas se dan como una referencia general:

Valor kV.	Prueba condición
0.05 a 9 mW 2.5	Buena
9 a 19 mW 2.5	Investigar
Mayor de 19 mW 2.5	Sustituir
0.01 a 0.15 W 10	Buena
0.15 a 0.30 W 10	Investigar
Mayor de 0.30 W 10	Sustituir

En las pruebas de tap capacitivo, a partir de los miliamperes o milivoltamperes se determina la capacitancia. La capacitancia se obtiene multiplicando los MVA por 0.425 para tensión de prueba de 2.5 KV, y por 265 para tensiones de prueba de 10 KV.

Para boquillas tipo condensador modernas, el valor del factor de potencia es del orden de 0.5 % después de realizar la corrección a 20°C. El valor de la capacitancia deberá estar entre el 5 y 10 % del valor de placa (referirse al valor de C1). Un incremento en el factor de potencia indica contaminación o deterioro del aislamiento del condensador; un aumento en el valor de la capacitancia indica la posibilidad de capas del condensador en cortocircuito.

Una disminución en el valor de la capacitancia indica la posibilidad de una alta resistencia entre el tap capacitivo y tierra (deficiente aterrizamiento del tap).

Un incremento en las pérdidas indica contaminación del aislamiento.

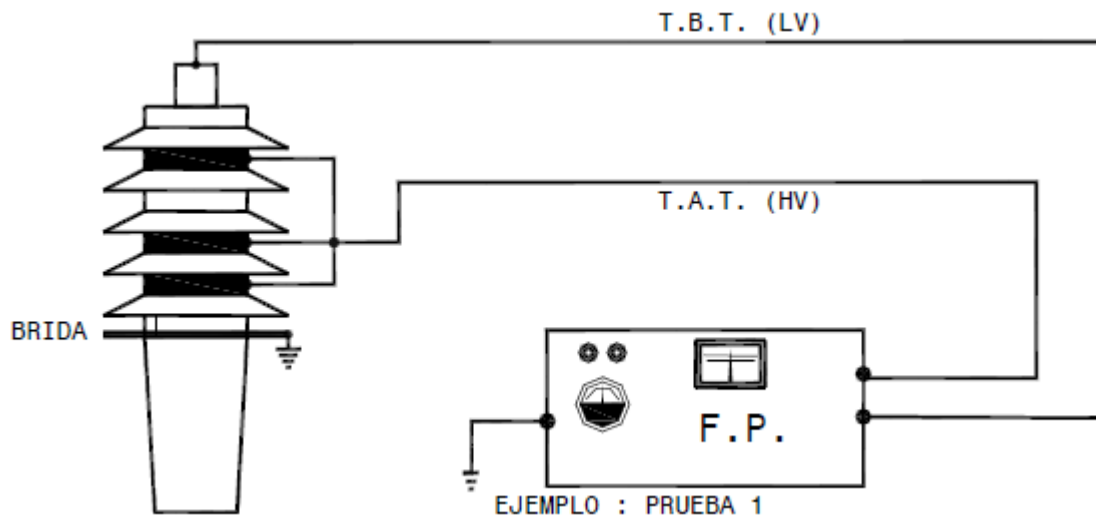
Una disminución en las pérdidas indica, vías resistivas a tierra (efecto negativo).

5.6.3 Prueba de collar caliente a boquillas

Es una medición de la condición de una sección del aislamiento de la boquilla, entre la superficie de los faldones y el conductor. Se lleva a cabo energizando uno o más collares situados alrededor de la porcelana de la boquilla y aterrizando el conductor central (terminal) de la misma. Esta prueba es de gran utilidad para detectar fisuras en la porcelana o bajo nivel del líquido o compound.

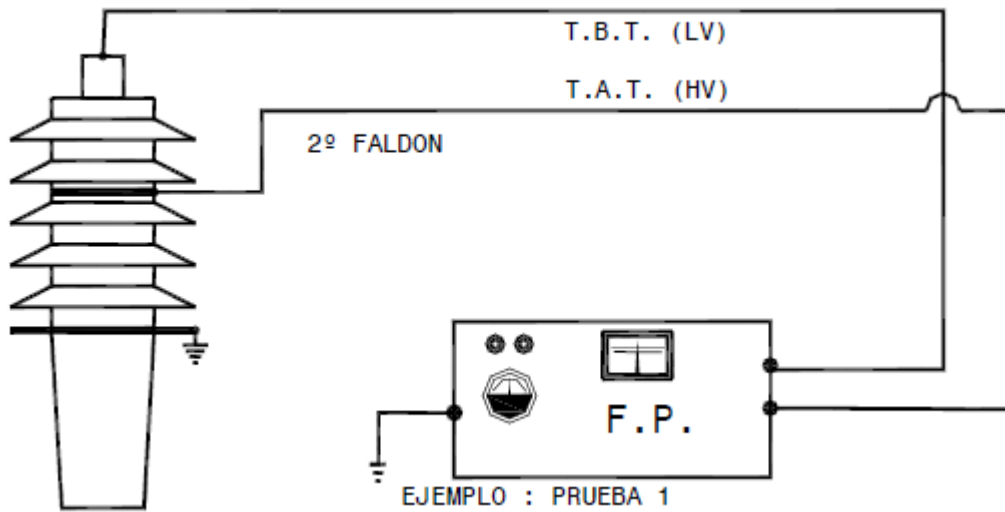
Prueba de collar sencillo. Refleja información relacionada con la condición del aislamiento de la parte superior de la boquilla. Si se obtienen valores elevados de pérdidas, se recomienda hacer la prueba en cada faldón para analizar la magnitud de la falla.

Prueba de collar múltiple. Proporciona información de la condición del aislamiento en general entre la brida y el conductor central.



Prueba	Conexiones de prueba		Selector
	T.A.T	T.B.T	
1	Collares	Term. Boquilla	Ground

Fig. 5.46 Prueba de collar caliente múltiple



Prueba	Conexiones de prueba		Selector
	T.A.T	T.B.T	
1	Collares	Term. Boquilla	Ground

Fig. 5.47 Prueba de collar caliente sencillo

Interpretación de resultados

Una guía general para pruebas de collar caliente, es la de considerar como máximo 6.0 mW de pérdidas a 2.5 KV y 0.1 Watts de pérdidas a 10 KV.

Valores de Watts (W) a 10KV:

Menores a 0.1 W	Satisfactorio
De 0.11 W a 0.3 W	Investigar.
De 0.31 W a 0.5 W	Cambiar boquilla.

Valores de miliWatts (mW) a 2.5 KV:

Menor o igual a 6 mW	Satisfactorio.
De 6 a 19 mW	Investigar.
De 19 a 31 mW	Cambiar boquilla.

Los valores de referencia son para boquillas montadas o desmontadas.

5.7 Pruebas a Apartarrayos

5.7.1 Resistencia de aislamiento

Con el objeto de determinar mediante pruebas dieléctricas el posible deterioro o contaminación en apartarrayos de una sección, o de varias secciones de apartarrayos, se efectúan las pruebas de resistencia de aislamiento.

Con la prueba de resistencia de aislamiento se detecta:

- a) Contaminación por humedad y/o suciedad en las superficies internas de porcelana.
- b) Entre-hierros corroídos.
- c) Depósitos de sales de aluminio, aparentemente causados por interacción entre la humedad y los productos resultantes del efecto corona.
- d) Porcelana fisurada, porosa o rota.
- e) Envoltente polimérico degradado, contaminado o fisurado.

5.7.1.1 Recomendaciones para realizar la prueba

- a) Drenar cargas estáticas, a través de un conductor conectado sólidamente a tierra.
- b) Limpiar perfectamente la porcelana o el envoltente polimérico y puntos de conexión para pruebas, quitando el polvo, humedad o agentes contaminantes.
- c) Preparar el equipo de prueba.
- d) Utilizar la mayor tensión de prueba del equipo (2.5 o 5kv).

5.7.1.2 Conexiones para realizar la prueba

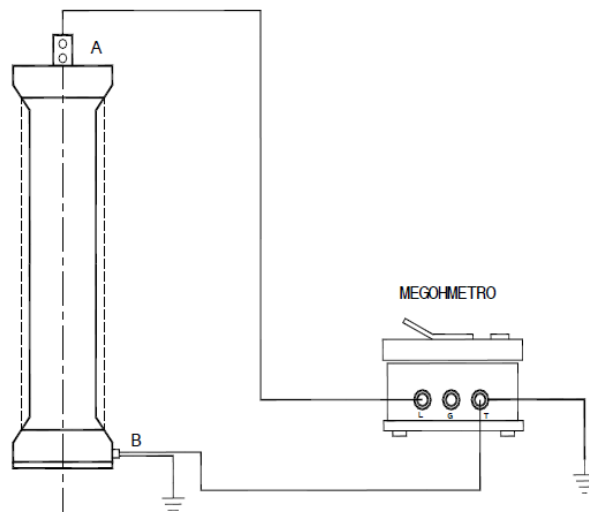


Fig. 5.48 Prueba de resistencia de aislamiento a Apartarrayos

Interpretación de resultados

Los valores de resistencia de aislamiento en Apartarrayos son variables; dependiendo de la marca y tipo, pudiendo ser desde 500 hasta 50,000 megaohms. Se recomienda efectuar comparaciones con Apartarrayos de la misma marca, tipo, tensión y analizar la tendencia de sus valores históricos.

En caso de desviación notoria en los valores, se requiere efectuar una investigación.

5.7.2 Factor de potencia del aislamiento

Generalidades

El objeto de efectuar la prueba de factor de potencia en apartarrayos es detectar las pérdidas dieléctricas, producidas por contaminación o suciedad en los elementos autovalvulares, porcelanas despostilladas, porosas, envoltentes poliméricos degradados etc.

5.7.2.1 Recomendaciones para realizar la prueba

- a) Drenar cargas estáticas, a través de un conductor conectado sólidamente a tierra.
- b) Limpiar perfectamente la porcelana o el envoltente polimérico y puntos de conexión para pruebas, quitando el polvo, humedad o agentes contaminantes.

c) Preparar el equipo de prueba.

5.7.2.2 Conexiones para realizar la prueba

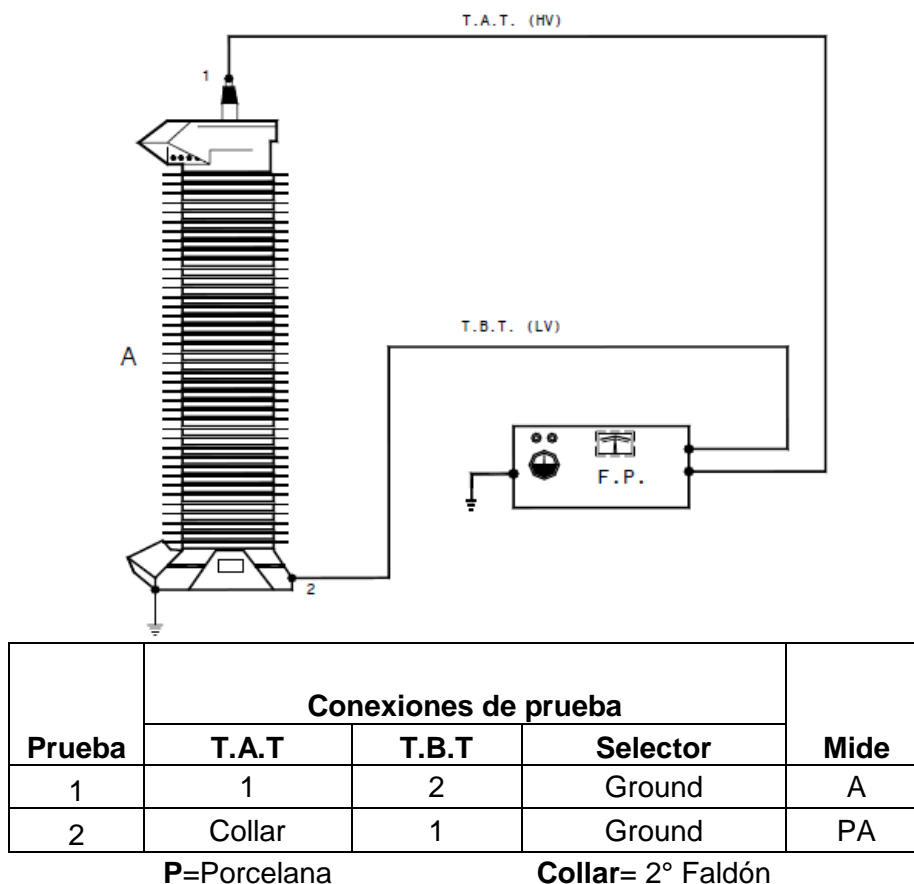


Fig. 5.49 Prueba de factor de potencia a Apartarrayos

Interpretación de resultados

Con las pruebas de factor de potencia se obtienen las pérdidas dieléctricas de los apartarrayos en Miliwatts o Watts dependiendo del equipo de prueba que se utilice.

Debido a las diferencias de elementos de construcción de cada fabricante, no existen valores normalizados para su aceptación. En la página Web de la Doble Engineering, se proporciona información estadística con valores de pruebas de varias marcas y tipos de apartarrayos que sirven de base para comparar los resultados que se obtengan.

5.8 Pruebas a cuchillas desconectadoras

5.8.1 Prueba de resistencia de aislamiento

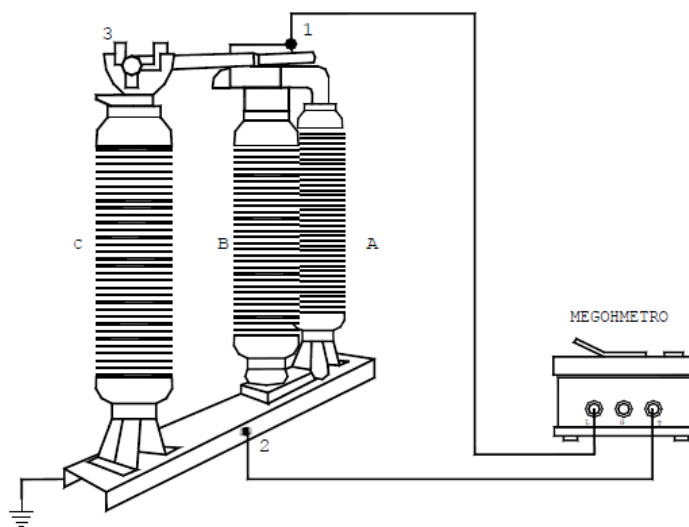
Esta prueba tiene como finalidad determinar las condiciones del aislamiento, para detectar pequeñas imperfecciones o fisuras en el mismo; así como detectar su degradación por envejecimiento.

La prueba se lleva a cabo durante los trabajos de puesta en servicio y rutina en pruebas de campo.

5.8.1.1 Preparación de las cuchillas para la prueba

- Limpiar perfectamente la superficie del aislamiento con el fin de evitar obtener valores erróneos, por suciedad o contaminación.
- Se debe aterrizar la base de la cuchilla.

5.8.1.2 Conexiones para realizar la prueba



Prueba	Conexiones de prueba			Cuchilla	Mide
	L	G	T		
1	1	-	2	Cerrada	RA+RB+RC
2	1	-	2	Abierta	RB+RA
3	3	-	2	Abierta	RC

Fig. 5.50 Prueba de resistencia de aislamiento a Cuchillas desconectadoras

Interpretación de resultados

De acuerdo a la experiencia acumulada en CFE, el valor de resistencia de aislamiento para cuchillas desconectadoras debe ser como referencia 40,000 megohms como mínimo.

Cuando no se disponga de valores de referencia, se recomienda complementar el análisis, con las pruebas de factor de potencia para dictaminar el estado de su aislamiento.

5.8.2 Factor de potencia del aislamiento

El efectuar esta prueba a cuchillas desconectadoras, tiene por objeto detectar las pérdidas dieléctricas del aislamiento producidas por imperfecciones, degradación por envejecimiento y por contaminación.

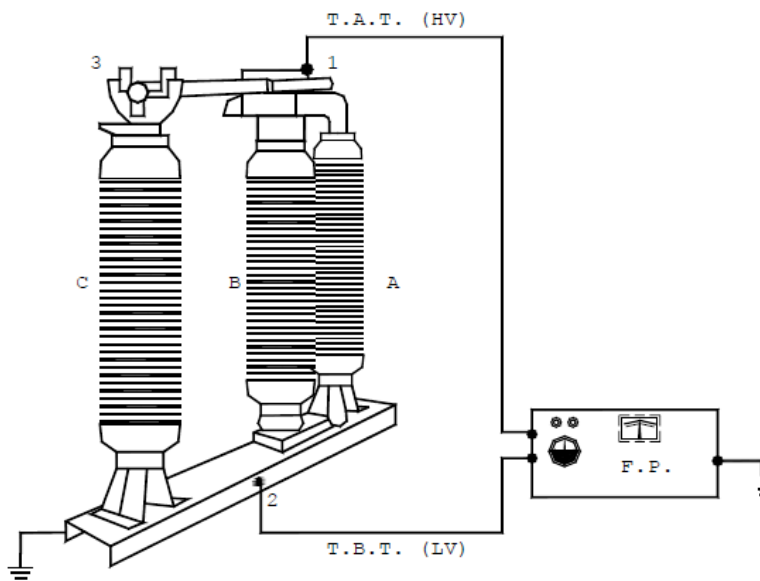
La prueba se lleva a cabo durante los trabajos de puesta en servicio y rutina en pruebas de campo.

5.8.2.1 Preparación de las cuchillas para la prueba

a) Limpiar perfectamente la superficie del aislamiento con el fin de evitar obtener valores erróneos, por suciedad o contaminación.

b) Se debe aterrizar la base de la cuchilla.

5.8.2.2 Conexiones para realizar la prueba



Prueba	Conexiones de prueba			Cuchilla	Mide
	T.A.T	T.B.T	Selector		
1	1	2	Ground	Cerrada	CA+CB+CC
2	1	2	Ground	Abierta	CA+CB
3	3	2	Ground	Abierta	CC

Fig. 5.51 Prueba de factor de potencia a Cuchillas desconectoras

Interpretación de resultados

De acuerdo a la experiencia acumulada de CFE, para evaluar las condiciones del aislamiento en cuchillas desconectoras, se consideran únicamente las pérdidas en el aislamiento.

Valores de pérdidas inferiores a 9 miliwatts con voltaje de 2.5 KV, y a 0.1 watts a 10KV se consideran aceptables.

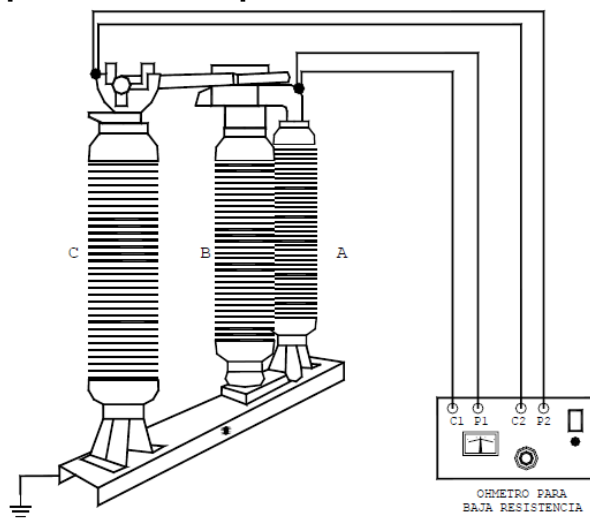
5.8.3 Resistencia de contactos

El objeto de realizar esta prueba es verificar que se tenga un bajo valor de resistencia eléctrica entre los contactos respectivos de la cuchilla.

5.8.3.1 Preparación de las cuchillas para la prueba

- Limpiar perfectamente la superficie del aislamiento con el fin de evitar obtener valores erróneos, por suciedad o contaminación.
- Se debe aterrizar la base de la cuchilla.

5.8.3.2 Conexiones para realizar la prueba



Prueba	Conexiones de prueba			
	C1	P1	C2	P2
1	A+B	A+B	C	C

Fig. 5.52 Prueba de resistencia de contacto a Cuchillas desconectadoras

Interpretación de resultados

Como referencia, un valor de resistencia de contactos de 100 microohms se considera aceptable para la confiabilidad en la operación de la cuchilla. Si resultaran valores superiores, se recomienda ajustar el mecanismo, así como limpiar y ajustar el área de contacto.

5.8.4 Prueba de collar caliente a cuchillas

Es una medición de la condición de una sección del aislamiento, entre la superficie de sus faldones y el conductor. Se lleva a cabo energizando uno o más collares situados alrededor del aislamiento y aterrizando el conductor central (terminal) de la misma.

Esta prueba es de gran utilidad para detectar fisuras en el aislamiento.

Prueba de collar sencillo.- Refleja información relacionada con la condición del aislamiento de la parte superior del aislamiento. Si se obtienen valores elevados de pérdidas, se recomienda hacer la prueba en cada faldón para analizar la magnitud de la falla.

Prueba de collar múltiple.- Proporciona información de la condición del aislamiento en general entre la brida y el conductor central.

5.8.4.1 Preparación de las cuchillas para la prueba

- a) Limpiar perfectamente la superficie del aislamiento con el fin de evitar obtener valores erróneos, por suciedad o contaminación.
- b) Se debe aterrizar la base de la cuchilla.

Interpretación de resultados

Debido a las diferencias de elementos de construcción de cada fabricante, no existen valores normalizados para su aceptación, sin embargo efectuando el análisis estadístico de pruebas de varias marcas y tipos de aislamiento podrá servir de base para juzgar los resultados que se obtengan.

Otra herramienta que pudiera servir como parámetro para lo anterior son los resultados que se tienen resultado de las pruebas de collar caliente a boquillas considerando como máximo 6.0mW de pérdidas a 2.5kV y 0.1 Watts de pérdidas a 10kV.

5.9 Pruebas a banco de capacitores

5.9.1 Resistencia de aislamiento

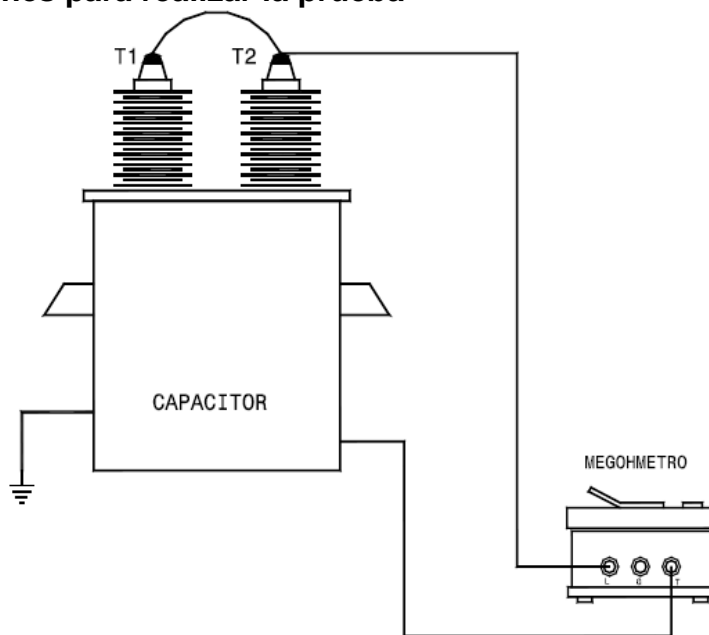
La aplicación de esta prueba en capacitores, es con la finalidad de detectar fallas incipientes en la estructura aislante del mismo. Esta prueba solo debe efectuarse a unidades de dos boquillas, debido a que la tensión de prueba no debe aplicarse entre las placas del capacitor, tal y como sucedería para un capacitor de una boquilla, donde una de sus dos placas está referida al tanque del mismo.

De realizarse la prueba bajo estas condiciones, se estaría registrando el valor de la resistencia interna de descarga, y no la resistencia de aislamiento existente entre partes vivas y tierra.

5.9.1.1 Preparación del capacitor para la prueba

- a) Desenergizar completamente la unidad, y dejar transcurrir cinco minutos, para que el capacitor se descargue a través de la resistencia interna de descarga.
- b) Independientemente que el capacitor por diseño cuenta con la resistencia interna de descarga que debe llevarlo a una tensión residual menor de 50 V en 5 minutos, por seguridad aterrizar el capacitor para descargarlo, cortocircuitando las dos boquillas y si es de una sola boquilla mantenerla aterrizada durante un periodo de al menos 10 minutos, a través de un conductor sólidamente aterrizado y utilizando una pértiga, cuando el banco cuente con cuchillas de puesta a tierra se deberá aterrizar a través de estas.
- c) Para bancos de capacitores no referidos a tierra, una vez librado, se debe conectar sólidamente a tierra la estructura soporte del banco.
- d) Estando aún aterrizado limpiar perfectamente las porcelanas y desconectar las terminales del capacitor para evitar errores en la medición.
- e) Retirar el equipo de puesta a tierra.

5.9.1.2 Conexiones para realizar la prueba



Prueba	Conexiones de prueba			Mide	Volts Prueba
	L	G	T		
1	T1, T2	-	Tq	R1+R2	5000

Tq= Tanque

Fig. 5.53 Prueba de resistencia de aislamiento a capacitores

Interpretación de resultados

La resistencia de aislamiento medida aplicando 2500 o 5000 volts de C.D. no debe de ser menor de 1000 megaohms para capacitores de dos boquillas. En los capacitores de una sola boquilla no se recomienda esta prueba ya que el valor medido será el de la resistencia de descarga.

5.10 Banco de baterías

Las baterías son un elemento de vital importancia en una subestación. Son la fuente de alimentación de corriente directa permanente para los sistemas de protección, control, señalización y operación de los equipos de desconexión automática. Por tal motivo, en una contingencia por falla u operación anormal de algún componente del sistema eléctrico, la batería y su cargador asociado, representan una condición estratégica para que dicha contingencia pueda ser liberada de manera adecuada.

Estrictamente hablando, no es correcto referirse a una batería con el término “banco de baterías”, ya que una batería está formada por celdas. Así entonces, un

banco de baterías correspondería a una instalación en la que se tienen dos o más baterías. Sin embargo, ha sido práctica generalizada el referirse a una batería como un “banco de baterías”, y a una celda como una “batería”.

En este capítulo solamente se hace referencia a las baterías del tipo plomo-ácido abiertas, ya que son las más comúnmente utilizadas en las instalaciones de Comisión Federal de Electricidad, por su economía, vida útil esperada y confiabilidad de operación.

Para que una batería funcione de manera confiable se requiere trabajar adecuadamente en todas las fases de su vida, partiendo de su recepción y siguiendo con su almacenamiento, instalación, puesta en servicio, operación, mantenimiento y pruebas.

5.10.1 Puesta en servicio de baterías que se reciben secas (carga de activación)

Esta carga de activación es muy importante, ya que si no se realiza o se ejecuta indebidamente, la batería puede dañarse o no alcanzar su capacidad nominal ni su vida esperada. Muchas fallas de baterías se deben a una inadecuada carga de activación.

Para poner en servicio las baterías plomo-ácido que se han entregado secas se debe seguir el procedimiento indicado en los manuales e instructivos del fabricante. Solamente llenar las celdas con electrólito y ponerlas en igualdad puede no ser suficiente para que alcancen su capacidad nominal y vida esperada. Toda instrucción que se reciba del proveedor debe ser por escrito.

A falta de un procedimiento, se puede seguir el que se indica a continuación, siempre con la aprobación del proveedor de la batería. El personal que va a participar en la carga de activación debe conocer el procedimiento que se debe seguir.

1. Remover, del orificio del tapón, el sello protector que traen las celdas para evitar que ingresen humedad y materiales extraños al interior durante su transportación y almacenamiento. No se debe volver a colocar este protector, ya que impediría la liberación al exterior, de los gases generados durante la operación. Sólo quitar el sello a la celdas que se van a llenar.

2. Durante la carga de activación se genera gas hidrógeno, el cual es explosivo si se enciende, por lo que se debe poner a funcionar el equipo extractor de aire, para evitar que el hidrógeno exceda una concentración mayor al 2% del volumen en el área de la batería y evitar flamas y chispas.

Si las celdas cuentan con tapón antiflama, no se debe permitir que la corriente de carga exceda la capacidad de disipación de gases del tapón. Una vez que las celdas empiezan a gasificar, cada celda puede generar 0,46 litros de hidrógeno por hora, por cada ampere de corriente de carga, a 25°C y al nivel del mar.

3. Solamente se deben llenar las celdas a las que se les va a aplicar la carga de activación. Esto se debe tener en cuenta cuando es necesario dividir las celdas en dos grupos para aplicarles la carga de activación. Después de llenar las celdas con electrólito, hasta la marca de nivel bajo, se les debe dejar, cuando menos, cuatro horas en reposo para que las placas se empapen del líquido, y luego, si es necesario, volver a reponer electrólito hasta la marca de nivel bajo.

No es recomendable llenarlas hasta la marca de nivel alto, porque durante la carga se generarán muchas burbujas de gases, las cuales ocupan volumen y por lo tanto elevarán el nivel del electrólito, pudiendo derramarlo por el orificio de la tapa. Tan pronto como se llenen las celdas se debe colocar el tapón en cada una de ellas.

4. Una vez conectadas las celdas y antes de iniciar la carga de activación, debe medirse la tensión en terminales de las mismas. La tensión debe ser aproximadamente igual a $2.05 \text{ VCD} \times$ el número de celdas. Si el valor de la tensión es menor, verificar la conexión de las celdas, es posible que alguna o algunas celdas estén conectadas con polaridad invertida.

5. La carga de activación se debe iniciar dentro de las 12 horas después de que las celdas se han llenado con electrólito. Si la carga de activación se inicia después de 24 horas de que las celdas se han llenado, las celdas pueden sufrir daño irreparable.

6. Durante la carga de activación, el nivel del electrólito de la batería disminuirá. Esta baja del nivel se debe a la gasificación y liberación de los gases hidrógeno y oxígeno, por lo que sólo se consumirá agua, por lo tanto se debe tener suficiente agua desmineralizada disponible, para mantener el nivel del electrólito en la marca de nivel bajo. No dejar que el nivel del electrólito descienda más de 5 mm de la marca de nivel bajo. No agregar electrólito durante la carga de activación, sólo agua desmineralizada.

7. La carga de activación se debe aplicar con el cargador conectado únicamente a la batería, sin conectar la carga de los equipos del sistema de corriente directa.

8. Los siguientes parámetros de la batería se deben verificar cada hora durante la carga de activación.

- Corriente.
- Tensión por celda y de toda la batería.

- Temperatura del electrólito. De preferencia de todas las celdas. Si esto no es posible, cuando menos de cada 10 celdas.

9. Se deben elegir varias celdas piloto (cuando menos una por cada diez celdas), a las cuales se les mide la temperatura del electrólito. Si la temperatura de alguna celda se eleva a 43°C, la carga se debe suspender y dejar que la temperatura descienda a 38°C para volver a continuar. Si esto llega a ocurrir, verificar que las conexiones no estén flojas o sucias.

10. La tensión necesaria para la carga de activación es de 2.50 a 2.60 VCD por celda. La tensión de igualación (2.33 VCD), puede no ser suficiente para proporcionar una carga de activación adecuada.

11. La batería debe supervisarse continuamente en cuanto a los valores de tensión en terminales y en las celdas, corriente y temperatura del electrólito, en los períodos en los cuales la batería no se pueda atender, la tensión aplicada por celda se debe reducir, pero no a un valor menor de 2.33 VCD por celda.

12. Lo normal es que una carga de activación se prolongue de tres a cinco días, ya que, normalmente, no es posible iniciar con las tensiones mencionadas anteriormente, porque se debe controlar la corriente de carga. La corriente de carga se debe limitar a 5 amperes por cada 100 Ah de la capacidad nominal de las celdas. Si el cargador tiene ajuste para limitar la corriente, la carga de activación se puede iniciar con 2.50 a 2.60 VCD por celda.

Pero si el cargador no tiene este ajuste, iniciar la carga de activación con tensiones de flotación (2.17 VCD por celda), y elevar la tensión de carga paulatinamente hasta llegar al valor de 2.50 a 2.60 VCD por celda, para completar el proceso de formación de las placas.

Si durante esta fase, la tensión de alguna celda alcanza el valor de 3.0 VCD, suspender la carga y comprobar que las conexiones no estén flojas o sucias y luego continuar. Cargas prolongadas con corrientes mayores de 5 amperes por cada 100 AH de capacidad de la batería, pueden ocasionar problemas de sobrecalentamiento.

13. Puesto que algunos cargadores no tienen la capacidad de suministrar 2.50 a 2.60 VCD por celda a todas las celdas de la batería, puede ser necesario dividir la batería en dos grupos y aplicarles carga por separado. El primer grupo debe contener, aproximadamente el 80 % del total de las celdas, y la conexión se debe empezar por la terminal positiva de la batería.

El segundo grupo debe formarse, también por el 80 % de las celdas, ahora empezando por la terminal negativa de la batería, comprendiendo las celdas faltantes y 60 % de las celdas del primer grupo. Si la tensión de alguna de las

celdas es superior a 2.72 VCD, agregar una o dos celdas, según sea necesario. Las celdas a las que les toque dos veces la carga consumirán más agua.

14. Si durante la carga de activación, la tensión de las celdas no se estabiliza en los valores de 2.50 a 2.60 VCD por celda, se debe continuar la carga hasta por tres días para las celdas que han perdido gran parte de su carga.

15. En la siguiente tabla se muestran valores representativos de las horas de carga que se deben aplicar, después de que la corriente de carga se ha estabilizado durante un período de 24 horas.

Horas mínimas de carga para celdas plomo-ácido con placa con aleación de antimonio y electrolito con peso específico de 1.2010, después que la corriente se ha estabilizado en carga de activación	
VCD por celda	Horas
2.50	22
2.45	24
2.42	25
2.39	35

Tabla 5.7 Horas de carga de activación después de que la corriente se ha estabilizado durante un periodo de 24 horas, para carga de activación

16. Una vez que la carga de activación se ha completado, corregir el nivel del electrólito de todas las celdas, entre las marcas de niveles bajo y alto (o mínimo y máximo), añadiendo, ahora sí, electrólito y dejar la batería durante 72 horas en flotación para permitir que se establezca la tensión de las celdas y se disipen las burbujas de gases. Después de este período medir y registrar la tensión, el peso específico y la temperatura de cada una de las celdas. Si es necesario corregir el peso específico del electrólito haciendo ajustes por temperatura.

17. Si la tensión de flotación de alguna celda es inferior a 2.08 VCD o la densidad del electrólito es menor de 1.190 g/dm³ corregida a 25°C, retirar esa celda de operación. A las celdas retiradas se les puede aplicar carga individual, en un intento de hacerlas recuperar la densidad y tensión normales.

18. Una indicación visual de que la batería se ha activado y cargado adecuadamente, es la coloración oscura que adquieren los puentes que unen las placas positivas, las mismas placas positivas y la sección del poste adentro de la celda. La ausencia de este color oscuro es indicio de una carga de activación inadecuada y vaticinio de fallas prematuras.

5.10.2 Prueba de capacidad inicial

La capacidad de la batería debe estar indicada en cada una de las celdas en Ah, junto con la temperatura de referencia, el período de descarga y la densidad del electrólito. La capacidad de la batería no es la misma para diferentes corrientes y períodos de descarga.

La prueba de capacidad se realiza al recibir la batería, con el objetivo de verificar la capacidad real de la batería y, conforme al resultado, su aceptación o rechazo. De acuerdo con la especificación CFE V7100-19, el área usuaria debe llevar a cabo la prueba de capacidad en el sitio de instalación, la cual se debe aplicar a todas las celdas de la batería si llegaron secas.

Después de efectuarla durante las pruebas de aceptación, se recomienda realizar la prueba de capacidad:

Al año o a los dos años de recibirla, para verificar que no tenga defectos ocultos de fabricación, los cuales no se evidenciaron en la prueba de aceptación y en su caso efectuar la reclamación correspondiente.

Después cada tres o cinco años, hasta que la capacidad caiga al 90% de la nominal.

Luego cada año, hasta que la capacidad de la batería descienda al 80% de la nominal; cuando la batería decae a este valor se debe reemplazar en un período máximo de un año. Las pruebas de capacidad no acortan la vida de la batería de manera significativa, ya que la vida esperada, en ciclos de carga-descarga, es de 1200 ciclos para baterías con placas tubulares y 300 ciclos para las de placas planas.

En la prueba de aceptación se permite que la batería tenga una capacidad mínima del 90% de la nominal (norma NMX-J-171). Durante la operación en flotación y con los ciclos de carga-descarga, las placas terminarán de formarse y la batería alcanzará el 100% de su capacidad. La prueba de aceptación se debe realizar de acuerdo con la norma NMX-J-171, aplicando los factores de corrección por temperatura promedio del electrólito. Durante la prueba deben evitarse corrientes de aire.

Básicamente el procedimiento es el siguiente:

Cargada la batería se deja en circuito abierto durante 6 horas. Luego se descarga con una corriente constante, por lo general, durante un período programado de 8 horas hasta que la tensión de cualquier celda decae a 1.75 VCD (corriente = capacidad Ah/ 8 h); en este momento se detiene el cronómetro y se registra la duración de la prueba.

La medición de la tensión por celda debe hacerse en los postes. Conforme disminuye la tensión de la batería, se debe ajustar constantemente la resistencia de descarga para mantener la corriente al valor establecido, con una desviación no mayor de $\pm 0.5\%$.

Determinación de la capacidad de la batería:

$$\text{Capacidad en \%} = \frac{t}{p}(k)(100) \quad \text{Ec 5.9}$$

En donde:

t: Duración real de la prueba (cuando la tensión de alguna celda bajó a 1.75 VCD), expresando el tiempo total en minutos.

p: Período nominal o programado para la prueba, en minutos; por lo general 480 minutos (8 horas).

k: Factor de corrección por temperatura.

Temp.	Factor	Temp.	Factor	Temp.	Factor	Temp.	Factor	Temp.	Factor
7°C	1.171	15°C	1.095	23°C	1.019	31°C	0.943	39°C	0.867
8°C	1.1615	16°C	1.0855	24°C	1.0095	32°C	0.9335	40°C	0.8575
9°C	1.152	17°C	1.076	25°C	1	33°C	0.924	41°C	0.848
10°C	1.1425	18°C	1.0665	26°C	0.9905	34°C	0.9145	42°C	0.8385
11°C	1.133	19°C	1.057	27°C	0.981	35°C	0.905	43°C	0.829
12°C	1.1235	20°C	1.0475	28°C	0.9715	36°C	0.8955	44°C	0.8195
13°C	1.114	21°C	1.038	29°C	0.962	37°C	0.886	45°C	0.81
14°C	1.1045	22°C	1.0285	30°C	0.9525	38°C	0.8765	46°C	0.8005

Tabla 5.8 Factores de corrección por temperatura promedio del electrolito, para la prueba de capacidad a 8 horas.

Si, como resultado de la prueba de aceptación, la batería no tiene la capacidad mínima del 90 % de la nominal, no debe permitirse que vuelva a repetirse la prueba, pues con los ciclos de carga-descarga las placas de la batería terminarán de formarse, aumentando la capacidad.

5.11 Tablero Metal Clad

Un tablero Metal Clad esta conformado por varios gabinetes metálicos o secciones firmemente ensambladas y autosoportadas con divisiones metálicas aterrizadas, conteniendo en su interior el equipamiento requerido para cumplir su función operativa.

Estos tableros cuentan con el equipo para poder operar en condiciones de servicio normal, instalación interior y servicio continuo; son utilizados predominantemente en subestaciones de distribución que por su ubicación geográfica requieren de espacios reducidos para su operación, enclavados principalmente en zonas densamente pobladas. Este diseño es de una alta confiabilidad y seguridad en su operación además de ofrecer un mejor aspecto visual al medio.

Esto no limita que los tableros Metal Clad se utilicen en otras áreas, donde la influencia de agentes externos (animales, vandalismo, etc.) pueda ocasionar daños irreversibles al equipo que convencionalmente es instalado a la intemperie.

El equipo primario que conforma este tipo de tableros es el mismo que el de una subestación convencional; solo que este es diseñado (interruptores, aisladores soporte, etc.) con un nivel básico de aislamiento menor debido al servicio de tipo interior al que opera.

5.11.1 Interruptores

Los interruptores utilizados en tableros Metal Clad son de tipo removible, intercambiables, con un mecanismo para introducirlo y extraerlo manualmente, en tres posiciones definidas desconectado, conectado y prueba. El desplazamiento hacia cualquiera de estas posiciones se realiza con la puerta cerrada.

En posición de prueba los interruptores tienen los contactos principales desconectados de la línea y de la carga y debido a los bloqueos mecánicos con que cuenta éste, no puede ser insertado al tablero cuando está en la posición de cerrado

Los interruptores instalados en un tablero Metal Clad no cuentan con boquillas y se encuentran alojados dentro de celdas independientes aisladas entre sí, según las características particulares de cada equipo pueden operar por diferentes medios de extinción (vacío, gas SF₆, sopleo magnético y pequeño volumen de aceite).

Por las ventajas que ofrecen y las necesidades operativas actuales los interruptores con medio de extinción en vacío son los de uso más generalizado.

5.11.1.1 Prueba de resistencia de aislamiento

Las pruebas de resistencia de aislamiento en estos interruptores son importantes para conocer las condiciones de los aislamientos que los conforman.

Los aislamientos soportes del interruptor tienen la función mecánica de fijar y asegurar las cámaras de extinción del interruptor que a su vez se interconectan

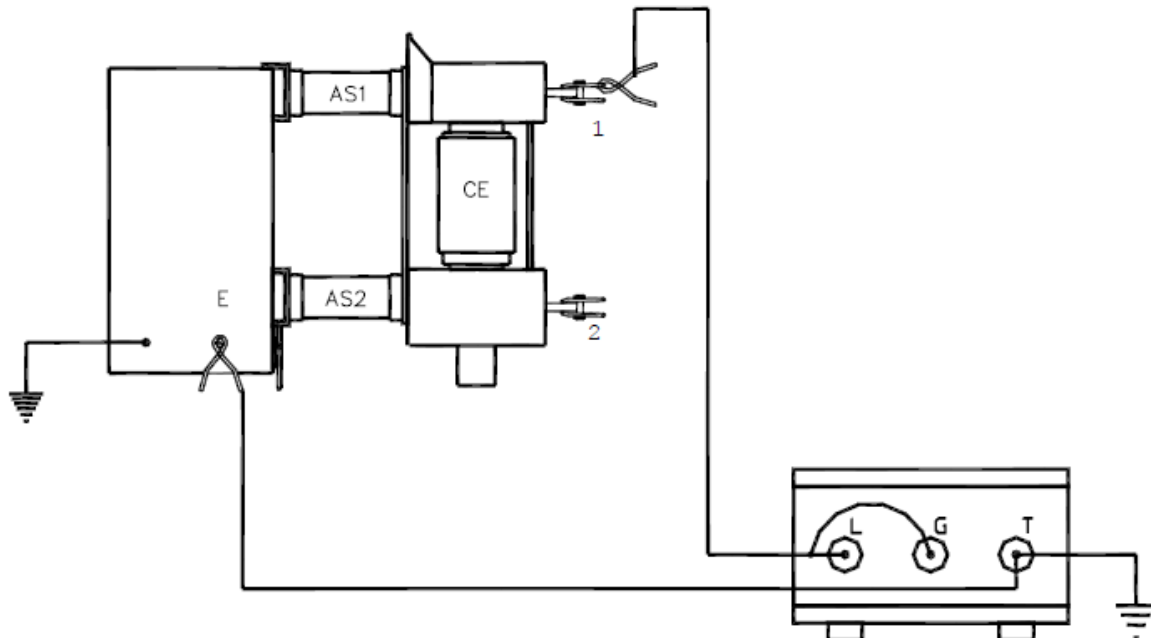
con las barras de enganche del tablero, además que eléctricamente aíslan estos elementos de tierra (gabinete del interruptor).

El aislamiento adicional varía dependiendo de la marca y tipo de cada interruptor siendo los más comunes los elementos separadores entre fases y los aislamientos de las barras de accionamiento cuya finalidad es la de asegurar el aislamiento entre fases y a tierra, en la parte interna del interruptor.

5.11.1.1.2 Recomendaciones para hacer la prueba

- a) Extraer el interruptor del interior del tablero Metal Clad de acuerdo al procedimiento recomendado por el fabricante.
- b) Retirar polvo o agentes contaminantes de los elementos aislantes.
- c) Conectar la estructura del gabinete del interruptor a la tierra física y a la terminal de tierra del medidor.
- d) Efectuar la prueba cuando la humedad relativa sea menor del 75%.
- e) Para efectuar la prueba se aplican 2500 o 5000 Volts.

5.11.1.1.3 Conexiones para realizar la prueba



Prueba	Posición del interruptor	Conexiones			Mide
		L	G	T	
1	Abierto	1	-	E	AS1, ES
2	Abierto	2	-	E	AS2, ES, BA
3	Abierto	3	-	E	AS3, ES
4	Abierto	4	-	E	AS4, ES, BA
5	Abierto	5	-	E	AS5, ES
6	Abierto	6	-	E	AS6, ES, BA
7	Cerrado	1-2	-	E	AS1, ES, AS2, BA
8	Cerrado	3-4	-	E	AS3, ES, AS4, BA
9	Cerrado	5-6	-	E	AS5, ES, AS6, BA

AS: Aislamiento soporte

E: Estructura

ES: Elemento separador

CE: Cámara de extinción

BA: Barra de accionamiento

Fig. 5.54 Prueba de resistencia de aislamiento a interruptores en SF6 en tablero Metal Clad

Interpretación de resultados

Las lecturas en los valores de resistencia de aislamiento en esta clase de interruptores por lo general son altas, así que una lectura baja es indicativo de un deterioro de alguno de sus aislamientos o presencia de humedad.

En los interruptores de vacío, gas SF6, aceite y sople magnético los valores de resistencia de aislamiento deben de ser superiores a los 100,000 megaohms, para bajos valores obtenidos en la medición de resistencia de aislamiento se requiere complementar con pruebas segmentadas a cada uno de los elementos que componen el interruptor para determinar exactamente cual es el aislamiento que origina la reducción en la medición y complementar con lo resultados de las pruebas de factor de potencia al interruptor.

5.11.1.2 Prueba de factor de potencia

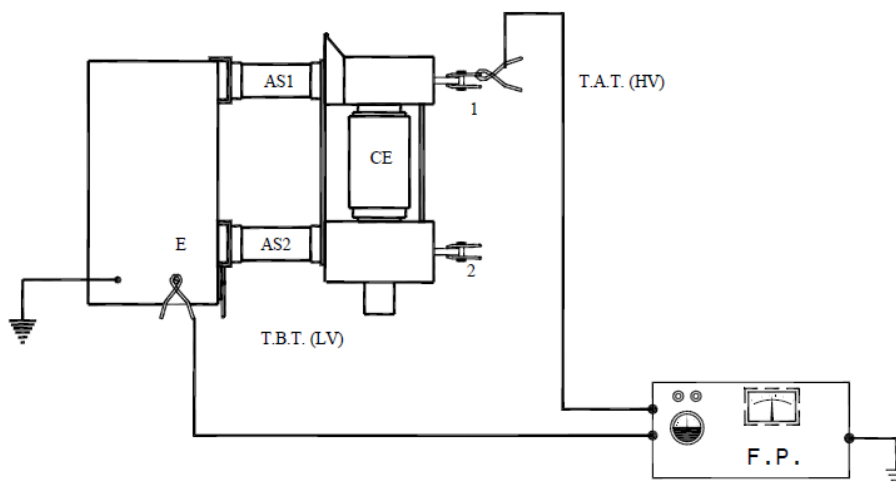
Con esta prueba se analiza la condición dieléctrica de los aislamientos que conforman al interruptor como son: los elementos de soporte y los aislamientos internos, según el diseño de cada fabricante.

El método para realizar la prueba de factor de potencia consiste en aplicar potencial a cada uno de los brazos o terminales del interruptor refiriendo las mediciones a tierra en el método GST-Ground. En este tipo de interruptores las pérdidas registradas por el equipo de medición de factor de potencia tienden a ser relativamente bajas debido al poco aislamiento que conforma al interruptor.

5.11.1.2.1 Recomendaciones para hacer la prueba

- Extraer el interruptor del interior del tablero Metal Clad de acuerdo al procedimiento recomendado por el fabricante.
- Retirar polvo o agentes contaminantes de los elementos aislantes.
- Conectar la estructura del gabinete del interruptor a la tierra física y a la terminal de tierra del medidor.
- Efectuar la prueba cuando la humedad relativa sea menor del 75%.
- Para efectuar la prueba se aplican 2.5 o 10kV.

5.11.1.2.2 Conexiones para realizar la prueba



Prueba	Posición del interruptor	Conexiones			Mide
		T.A.T	T.B.T	Selector	
1	Abierto	1	E	Ground	AS1, ES
2	Abierto	2	E	Ground	AS2, ES, BA
3	Abierto	3	E	Ground	AS3, ES
4	Abierto	4	E	Ground	AS4, ES, BA
5	Abierto	5	E	Ground	AS5, ES
6	Abierto	6	E	Ground	AS6, ES, BA
7	Abierto	1	2	UST	CE
8	Abierto	3	4	UST	CE
9	Abierto	5	6	UST	CE

AS: Aislamiento soporte

CE: Cámara de extinción

ES: Elemento separador **E:** Estructura
BA: Barra de accionamiento

Fig. 5.55 Prueba de factor de potencia a interruptores en SF6 en tablero Metal Clad

5.11.1.3 Prueba de resistencia entre contactos

Los puntos con alta resistencia en partes de conducción, originan caídas de tensión, generación de calor, pérdidas de potencia y por tanto puntos calientes.

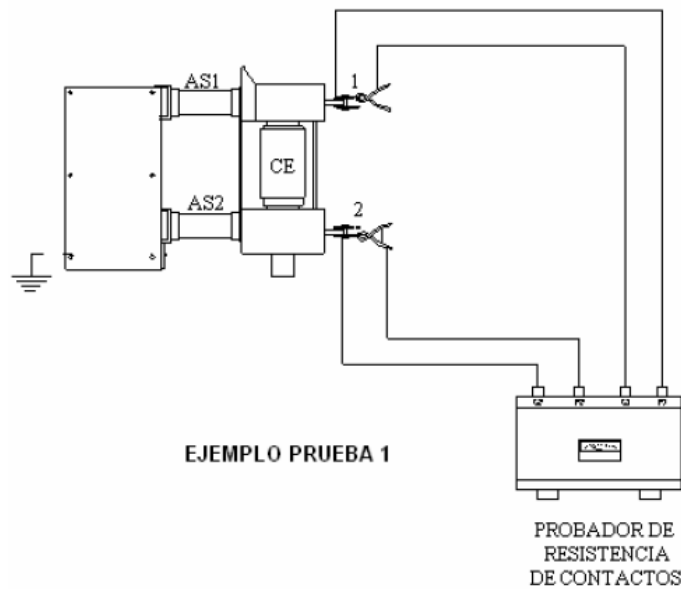
Esta prueba se realiza con el interruptor cerrado inyectando una corriente (que varía de acuerdo al equipo que se esté utilizando) y la oposición que esta encuentra a su paso se considera como la resistencia entre contactos.

En los interruptores de vacío, gas SF6, sople magnético y aceite se utiliza el mismo procedimiento para realizar la prueba, la cual consiste en efectuar la medición entre los dedos de contacto por fase, considerando que si se obtiene algún valor fuera de rango se deben efectuar pruebas segmentadas para determinar la sección del polo en donde se encuentra la alta resistencia.

5.11.1.3.1 Recomendaciones para hacer la prueba

- a) Extraer el interruptor del interior del tablero Metal Clad de acuerdo al procedimiento recomendado por el fabricante.
- b) Retirar polvo o agentes contaminantes de los elementos aislantes.
- c) Conectar la estructura del gabinete del interruptor a la tierra física y a la terminal de tierra del medidor.
- d) Al realizar esta prueba deben conectarse las terminales del medidor al punto más cercano a los dedos de contacto.

5.11.1.3.2 Conexiones para realizar la prueba



Prueba	Posición del interruptor	Conexiones				Mide
		C1	P1	C2	P2	
1	Cerrado	1	1	2	2	Resis. Contactos fase A
2	Cerrado	3	3	4	4	Resis. Contactos fase B
3	Cerrado	5	5	6	6	Resis. Contactos fase C

Fig. 5.56 Prueba de resistencia de contactos a interruptores en SF6 en tablero Metal Clad

Interpretación de resultados

Esta prueba permite detectar problemas por alta resistencia entre contactos, que puede ser ocasionada por uno o varios elementos que conforman al interruptor que van desde las barras de ensamble hasta los contactos fijos y móviles de la cámara interruptiva.

Los valores de las mediciones obtenidas pueden variar de acuerdo al tipo y diseño del equipo, debiendo cumplir la norma correspondiente o en su caso los instructivos de los fabricantes. Para interruptores de vacío, gas SF6 y soplo magnético los valores de resistencia entre contactos por fase no deberá exceder de 120 microhms.

5.11.1.4 Tiempo de operación y simultaneidad de contactos en operación de cierre y apertura

El objetivo de la prueba es determinar los tiempos de operación de los interruptores instalados en Tableros Metal Clad en sus diferentes formas de maniobra, así como verificar la simultaneidad de contactos en los polos o fases.

Existen varios tipos y marcas de equipos de prueba que pueden ir desde los de operación motorizada hasta automáticos y digitales.

5.11.1.4.1 Recomendaciones para hacer la prueba

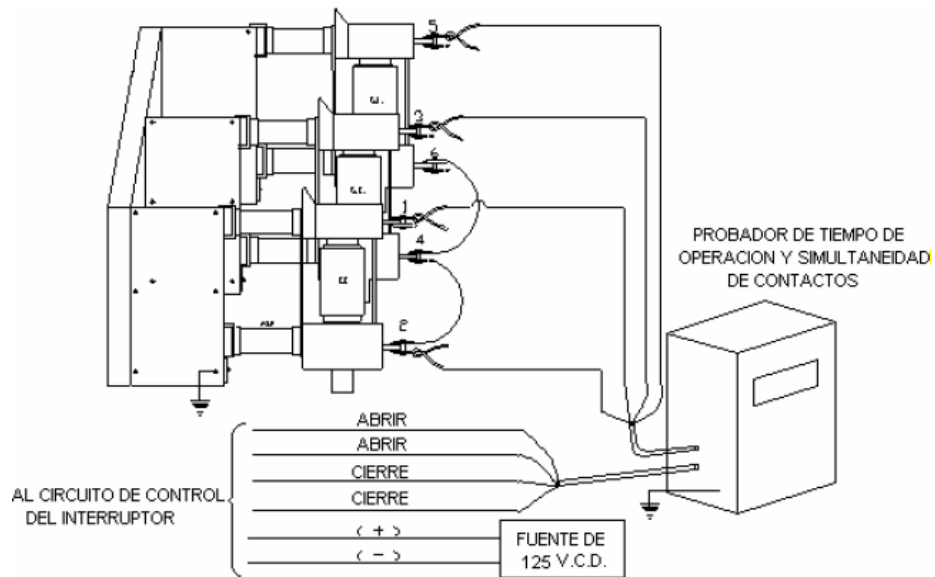
- a) Extraer el interruptor del interior del tablero Metal Clad de acuerdo al procedimiento recomendado por el fabricante.
- b) Retirar polvo o agentes contaminantes de los elementos aislantes.
- c) Conectar la estructura del gabinete del interruptor a la tierra física y a la terminal de tierra del medidor.

5.11.1.4.2 Conexiones para realizar la prueba

Las conexiones entre el equipo de prueba y el interruptor por probar, están determinadas en el instructivo de cada equipo de prueba en particular y el diseño físico de cada interruptor, así como del arreglo del circuito de control para el cierre y apertura.

Para realizar la prueba se debe contar con los diagramas de control de apertura y cierre del interruptor para identificar los puntos de conexión en el cual se conectarán las terminales de prueba.

En el caso de que el equipo de prueba no cuente con una fuente de C.D., se deberá alimentar el interruptor con una fuente externa, la cual se conectará al circuito de cierre-apertura; referirse al instructivo del fabricante.



Prueba	Posición del interruptor	Conexiones				Mide
		A	B	C	N	
1	Disparo (D)	1	3	5	2, 4, 6	Velocidad apertura, disparidad polos
2	Cierre (C)	1	3	5	2, 4, 6	Velocidad cierre, disparidad polos
3	Recierre (D-C)	1	3	5	2, 4, 6	Velocidad recierre, disparidad polos
4	Disparo libre (C-D)	1	3	5	2, 4, 6	Velocidad disparo libre, disparidad polos

Fig. 5.57 Prueba de velocidad de operación y simultaneidad de contactos a interruptores en SF6 en tablero Metal Clad

Interpretación de resultados

Para evaluar la simultaneidad entre fases, es necesario considerar la máxima diferencia entre los instantes que se tocan los contactos durante el cierre no debe exceder 3 milisegundos y para la apertura no debe exceder 2 milisegundos en equipos nuevos. Para equipos con varios años en servicio se debe tomar en cuenta los valores de puesta en servicio; así como, los valores recomendados por el fabricante.

5.11.2 Fusibles

Los tableros Metal Clad además de los elementos anteriores pueden contar con fusibles de potencia en las secciones de servicios propios, banco de capacitores y transformadores de potencial, las cuales contienen aislamientos que deben ser probados para evaluar su condición.

5.11.2.1 Prueba de resistencia de aislamiento

Las pruebas de resistencia de aislamiento en estas secciones son importantes para conocer las condiciones de los aislamientos que los conforman.

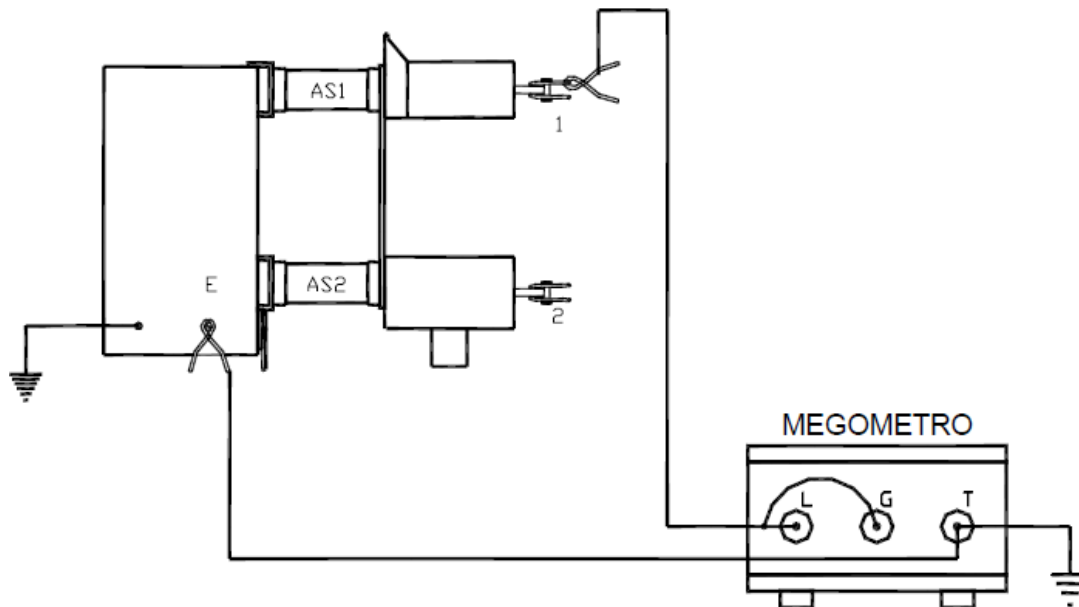
Los aislamientos soportes de estas secciones tienen la función mecánica de fijar y asegurar los fusibles de potencia que a su vez se interconectan con las barras de enganche del tablero, además que eléctricamente aíslan estos elementos de tierra (gabinete del interruptor).

El aislamiento complementario varía dependiendo de la marca y tipo de cada sección siendo los más comunes los elementos separadores entre fases.

5.11.2.1.1 Recomendaciones para hacer la prueba

- Extraer el interruptor del interior del tablero Metal Clad de acuerdo al procedimiento recomendado por el fabricante.
- Retirar polvo o agentes contaminantes de los elementos aislantes.
- Conectar la estructura del gabinete del interruptor a la tierra física y a la terminal de tierra del medidor.
- Efectuar la prueba cuando la humedad relativa sea menor del 75%.
- Para efectuar la prueba se aplican 2.5o 5kV.

5.11.2.1.2 Conexiones para realizar la prueba



Prueba	Posición del fusible	Conexiones			Mide
		L	G	T	
1	Fuera	1	-	E	AS1, ES
2	Fuera	2	-	E	AS2, ES
3	Fuera	3	-	E	AS3, ES
4	Fuera	4	-	E	AS4, ES
5	Fuera	5	-	E	AS5, ES
6	Fuera	6	-	E	AS6, ES
7	Dentro	1-2	-	E	AS1, ES, AS2
8	Dentro	3-4	-	E	AS3, ES, AS4
9	Dentro	5-6	-	E	AS5, ES, AS6

AS: Aislamiento soporte

E: Estructura

ES: Elemento separador

Fig. 5.58 Prueba resistencia de aislamiento de fusibles en tablero Metal Clad

Interpretación de resultados

Las lecturas en los valores de resistencia de aislamiento en este apartado por lo general son altas, así que una lectura baja es indicativa de un deterioro de alguno de sus aislamientos o presencia de humedad. Se debe tomar en cuenta los valores de puesta en servicio; así como, los valores recomendados por el fabricante.

5.11.3 Cuchillas

Los tableros Metal Clad pueden contener cuchillas seccionadoras las cuales contienen aislamientos que deben ser probados para evaluar sus condiciones.

5.11.3.1 Prueba de resistencia de aislamiento

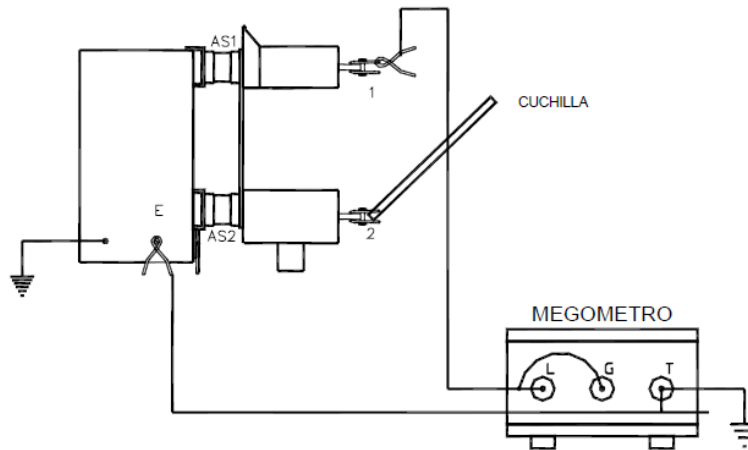
Las pruebas de resistencia de aislamiento en las cuchillas seccionadoras son importantes para conocer las condiciones de los aislamientos que las conforman.

El aislamiento adicional varía dependiendo de la marca y tipo de cada cuchilla.

5.11.3.1.1 Recomendaciones para hacer la prueba

- a) Retirar polvo o agentes contaminantes de los elementos aislantes.
- b) Efectuar la prueba cuando la humedad relativa sea menor del 75%.
- c) Para efectuar la prueba se aplican 2.5o 5kV.

5.11.3.1.2 Conexiones para realizar la prueba



Prueba	Posición de cuchilla	Conexiones			Mide
		L	G	T	
1	Abierta	1	-	E	AS1, ES
2	Abierta	2	-	E	AS2, ES, BA
3	Abierta	3	-	E	AS3, ES
4	Abierta	4	-	E	AS4, ES, BA
5	Abierta	5	-	E	AS5, ES
6	Abierta	6	-	E	AS6, ES, BA
7	Cerrada	1-2	-	E	AS1, ES, AS2, BA
8	Cerrada	3-4	-	E	AS3, ES, AS4, BA
9	Cerrada	5-6	-	E	AS5, ES, AS6, BA

AS: Aislamiento soporte

ES: Elemento separador

E: Estructura

BA: Barra de accionamiento

Fig. 5.59 Prueba resistencia de aislamiento de cuchillas en tablero Metal Clad

Interpretación de resultados

De acuerdo a la experiencia acumulada en CFE, el valor de resistencia de aislamiento para cuchillas desconectoras debe ser como referencia 40,000 megaohms. Se recomienda comparar con valores de equipos similares y con el historial de pruebas.

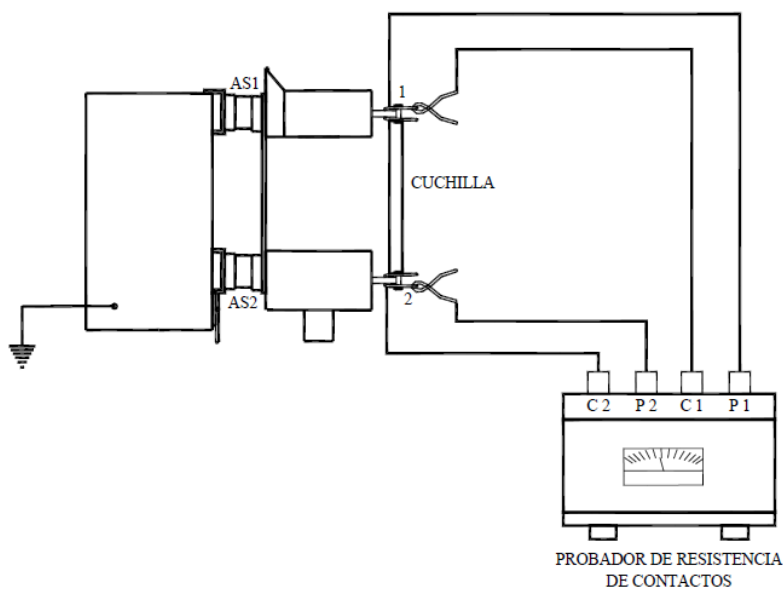
5.11.3.2 Prueba de resistencia de contactos

El objeto de realizar esta prueba es verificar que se tenga un bajo valor de resistencia eléctrica entre los contactos respectivos de la cuchilla.

5.11.3.2.1 Recomendaciones para hacer la prueba

- a) Retirar polvo o agentes contaminantes de los elementos aislantes.
- b) Verificar que el tablero Metal Clad este desenergizado para poder realizar esta prueba.
- c) Limpiar perfectamente las terminales de conexión de la cuchilla para asegurar una buena conducción, y poder obtener el valor real de la resistencia de contactos en el equipo de prueba.

5.11.3.2.2 Conexiones para realizar la prueba



Prueba	Posición de cuchilla	Conexiones				Mide
		C1	P1	C2	P2	
1	Cerrada	1	1	2	2	Resis. Contactos fase A
2	Cerrada	2	3	4	4	Resis. Contactos fase B
3	Cerrada	5	5	6	6	Resis. Contactos fase C

Fig. 5.60 Prueba resistencia de contactos de cuchillas en tablero Metal Clad

Interpretación de resultados

Como referencia, un valor de resistencia de contactos de 100 microohms se considera aceptable para la confiabilidad en la operación de la cuchilla. Si

resultaran valores superiores, se recomienda ajustar el mecanismo, así como limpiar y ajustar el área de contacto.

5.12 Cable de potencia y accesorios

5.12.1 Pruebas a cables

Los cables de potencia para tensiones de 69kV a 138kV con aislamiento XLP deben cumplir con las pruebas de prototipo, rutina y aceptación.

Pruebas de aceptación

En esta prueba el fabricante debe verificar todos los tramos y a cada uno de los conductores terminados, Debe cumplir con lo especificado en la norma NMX-J-142-ANCE.

a) dimensionales - espesor de la pantalla semiconductora extruida sobre el conductor:

- espesor de aislamiento.
- diámetro sobre aislamiento.
- espesor de la pantalla semiconductora extruida sobre el aislamiento.
- diámetro y número de alambres de cobre suave de la pantalla electrostática.
- espesor de la cubierta protectora.

b) Resistencia eléctrica del conductor a corriente directa.

c) Continuidad y resistencia eléctrica de la pantalla electrostática a corriente directa.

d) Descargas parciales.

e) Alta tensión corriente alterna.

Pruebas de rutina

Estas pruebas las debe realizar el fabricante utilizando el muestreo y la frecuencia durante o después de la producción sobre cables y/o sus componentes para propósitos de calidad, con el objeto de verificar el cumplimiento para su aceptación del prototipo debe cumplir con lo especificado en la norma NMXJ-142-ANCE.

a) Análisis dimensional.

- b) Temperatura de fragilidad.
- c) Esfuerzo y alargamiento por tensión a la ruptura.
- d) Continuidad de las capas semiconductoras extruidas.
- e) Alargamiento en caliente y deformación permanente.
- f) Extracción por solventes.
- g) Resistividad volumétrica.
- h) Absorción de la humedad.
- i) Factor de ionización.
- j) Dobleces en frío.
- k) Estabilidad estructural.
- l) Estabilidad dimensional.
- m) Cavidades y contaminantes en el aislamiento e irregularidades en las pantallas semiconductoras extruidas.
- n) Envejecimiento en aceite de la cubierta protectora.
- o) Choque térmico.
- p) Agrietamiento en ambiente controlado.

Pruebas de prototipo.

Estas pruebas son para verificar que las características de funcionamiento de cada diseño de cable cumplen con lo indicado, y se deben efectuar al inicio y cuando se modifique alguno de sus componentes, el proceso de fabricación o el diseño del cable.

- a) Medición de espesores.
- b) Resistencia eléctrica al conductor a corriente directa.
- c) Continuidad y resistencia eléctrica de la pantalla electrostática a corriente directa.
- d) Descargas parciales.

- e) Estabilidad de la resistividad volumétrica de las pantallas.
- f) Prueba de doblez.
- g) Envejecimiento cíclico.
- h) Impulso a la ruptura en caliente.
- i) Tensión de aguante corriente alterna.
- j) Descargas parciales.
- k) Factor de disipación.
- l) Análisis dimensional.
- m) Penetración longitudinal de agua.

Estas pruebas se deben realizar de acuerdo a la secuencia de la norma NMX-J 142-ANCE.

5.12.2 Prueba de alta tensión (HIGH POT)

Características mínimas del equipo de prueba de alta tensión con corriente directa:

- a) Proveer la máxima tensión de prueba requerida (polaridad negativa) más un pequeño margen.
- b) Tener manera de incrementar la tensión continuamente o por pequeños pasos.
- c) Tener la capacidad de proveer regularización de tensión satisfactoria.
- d) Tener la salida lo suficientemente rectificadas como para suministrar una tensión directa aceptablemente pura.
- e) Tener indicadores de tensión y corriente que puedan ser leídos con precisión.
- f) Tener un generador para suministro de potencia con salida constante para el equipo de pruebas.
- g) Debe usarse un resistor con un valor no menor de 10,000 ohms por kV de tensión de prueba, para descargar el cable después de las pruebas. Este resistor debe estar diseñado para soportar la tensión máxima de prueba sin arquear y además, conducir la energía de descarga sin sobrecalentarse. Debe suministrarse

una pértiga aislante y un conductor flexible para conectar el resistor a través de la terminal del cable y tierra.

5.12.2.1 Método de medición

Todos los elementos requieren desenergizarse antes de la prueba. Se recomienda verificar con un detector de potencial que los cables no están energizados ni cargado capacitivamente y enseguida conectarlos a tierra, la cual deberá permanecer todo el tiempo, excepto cuando se aplique la prueba de alta tensión. Esto se aplica a todas las partes metálicas desenergizadas que se encuentren en la cercanía.

Para reducir la corriente de conducción por lo extremos de las terminales del cable bajo prueba, se debe aislar reduciendo así el grado de concentración de esfuerzos

5.12.2.2 consideraciones

5.12.2.2.1 Método continuo

El método continuo consiste en aplicar la tensión incrementando aproximadamente 1kv por segundo o el 75% del valor de la corriente de salida en el equipo. Con algunos equipos de pruebas es imposible alcanzar la tensión máxima en un tiempo específico, debido a la magnitud de la corriente de carga.

5.12.2.2.2 Método por pasos

Este método consiste en aplicar la tensión lentamente en incrementos de 5 a 7 pasos de igual valor, hasta llegar al valor de tensión especificado. Manteniéndose el tiempo suficiente en cada paso para que la corriente de fuga se estabilice. Normalmente esto requiere de sólo unos cuantos segundos, a menos que los cables del circuito tengan capacitancia alta. La ventaja de este método es que permite tomar valores de corriente de fuga en cada paso, para trazar la curva después [13].

La prueba de corriente directa con HIGH-POT es para la verificación de la calidad de terminales y empalmes, el nivel de pruebas debe reducirse al orden del 80% del voltaje de diseño del cable durante 5 minutos, en ese periodo se toman valores de la corriente de fuga. La prueba se considera como buena a menos que el interruptor del circuito del equipo de pruebas opere si el cable falla.

Para pruebas subsecuentes con propósito de verificación durante acciones de mantenimiento, el nivel de pruebas debe reducirse al orden del 65% durante 5 minutos.

Clase del cable	Tensión nominal de prueba (kV CD)	Tiempo de aplicación (minutos)
15	56	5
25	80	5
35	100	5
69	180	5
115	225	5
138	236	5

Tabla 5.9 Tensión nominal de prueba para cables de potencia

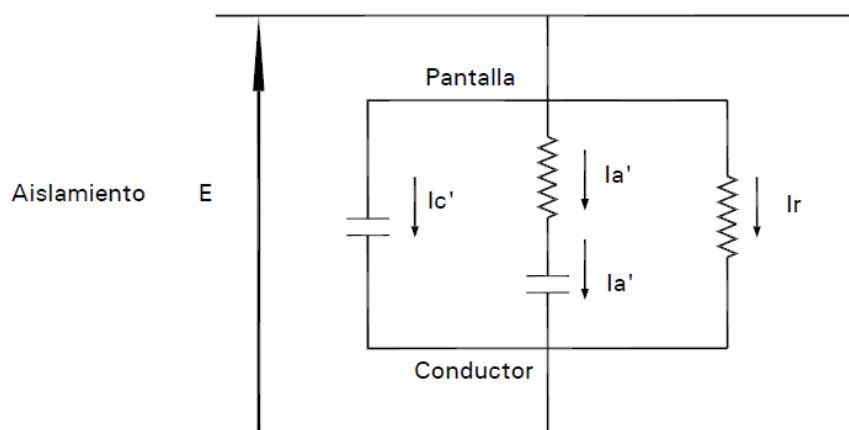


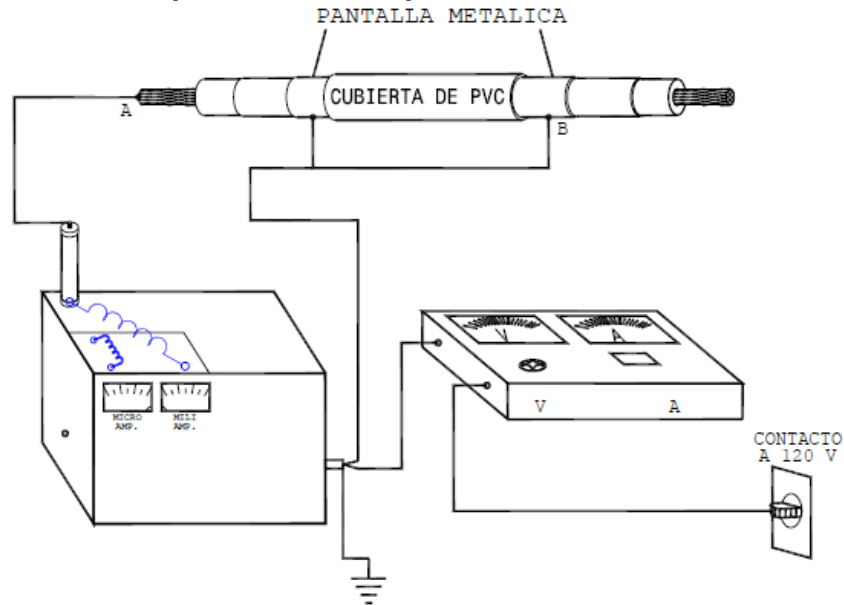
Fig. 5.61 Diagrama eléctrico equivalente completo de un cable de potencia

5.12.2.2.3 Recomendaciones para hacer la prueba

- Desenergizar completamente el cable y dejar transcurrir cinco minutos para que se descargue, verificar ausencia de potencial con el detector correspondiente.
- Por seguridad conectar el cable a través de un conductor sólidamente aterrizado, utilizando una pértiga.
- Desconectar las terminales del cable y limpiarlas perfectamente, para evitar errores en la medición.
- Antes de efectuar la prueba verificar perfectamente el etiquetado en ambos extremos del cable que se vaya a probar, sin tocar a los otros cables.
- Verifique la operación del equipo de pruebas, de acuerdo con las recomendaciones del fabricante.
- Antes de aplicar la prueba de tensión, el sistema de cables debe estar a temperatura ambiente.

g) Cada conductor debe ser probado primero con el probador de resistencia de aislamiento antes de iniciar estas pruebas [13].

5.12.3.2.4 Conexiones para realizar la prueba



Prueba	Línea	Aterrizado
1	A	B, C y malla
2	B	A,C y malla
3	C	A,B y malla

Fig. 5.62 Prueba de alta tensión en C.D a cables de potencia

Interpretación de resultados

La corriente de prueba se incrementa momentáneamente por cada aumento en la tensión debido a la carga de la capacitancia y a las características de absorción del dieléctrico del cable. Ambas corrientes decaen, la corriente capacitiva en pocos segundos y la corriente de absorción con más lentitud y por último, la corriente de conducción, de fuga o por corona se agrega a las superficies de las terminales y empalmes. El tiempo requerido para que la corriente de conducción alcance a estabilizarse depende de la temperatura del aislamiento y del material.

Si la tensión se mantiene constante y la corriente empieza a incrementarse es indicativo de que el aislamiento empieza a ceder en algún punto donde tenga un daño. Probablemente este proceso continuará hasta que el cable falle, a menos que se reduzca la tensión rápidamente.

Si en cualquier momento durante la prueba, ocurre un incremento violento de la corriente, haciendo operar el interruptor del equipo, es probable que el cable haya fallado o se haya presentado un arqueo en alguna terminal. Se puede confirmar la presencia de una falla al intentar aplicar una vez más la tensión [13].

6. Conclusiones y Recomendaciones

Como conclusión destacar la complejidad que conlleva un eficiente y seguro transporte de la energía en la red eléctrica nacional. Se menciona debido a que no es tan sencillo como puede llegar a parecer. Para la gestión y diseño de una subestación. Hay que elegir configuraciones y un diseño adecuado, de forma que se consiga seguridad en el servicio sin incurrir en notables pérdidas, además que debe ser económicamente rentable y se cumpla con normas internacionales vigentes y propias de la misma Comisión Federal de Electricidad.

Para que todo lo anterior mencionado se cumpla, se ha seguido la normativa de esta para el diseño de subestaciones, realizándose cálculos eléctricos y mecánicos para las barras eléctricas que componen la subestación. Además de estos cálculos se han realizado otros sobre la red de tierras inferiores y superiores y sobre los pararrayos necesarios para proteger al equipo primario, principalmente la que se encuentra a la intemperie de dicha subestación.

Por otro lado, por si se produjera alguna falla en la subestación, se ha provisto esta de sistemas de protección necesarios para proteger la integridad física de los operarios a la vez que minimizar los daños en el equipo instalado. No obstante en caso de alguna incidencia, esta podrá ser tratada rápidamente gracias a los sistemas de telecontrol instalados. Como futuras modificaciones, el diseño de la subestación eléctrica permitiría alimentar crecimiento de la demanda eléctrica en esa zona de Tuxtla Gutiérrez.

En términos generales tenemos que se cumple el objetivo de este tema lo referente a las maniobras en conjunto con los diferentes arreglos que existen y las más utilizadas. Lo que da las observaciones y sus características diferentes de cada uno de estos arreglos, y en los cuales podemos observar las diferentes formas de librar cada equipo, como sus similitudes en los pasos a realizar, aun así como el de algunos de tener flexibilidad y confiabilidad de poder seguir el servicio continuo que son uno de los objetivos primordiales de esta empresa.

También se observo la función y características que tiene cada uno de los equipos que integran la subestación y al mismo tiempo contemplar en la práctica su función y conocer sus características, como son las tensiones en las cuales al principio se observan que en cada subestación tiene diferentes tipos de equipo del cual se observa que cada equipo diseñado para cada tipo de tensión y capacidad.

También se da una explicación breve de la importancia de la maniobra y su objetivo, el cual se concluye que si se cumple el objetivo de librar los equipos, que

se considera primordial importancia la seguridad, organización, control y planeación del trabajo. Como la prevención de no tener alguna descarga, ni tengan corrientes circulando por los equipos y líneas que conduzcan estas y evitar así descarga al personal operando o al equipo, teniendo algún accidente o desperfecto en equipos de medición

Por otro lado la formación de las subestaciones representa un papel decisivo en la confiabilidad de los sistemas que no pueden ser negligentes. Frecuentemente las subestaciones que requieren alta eficiencia y confiabilidad, pueden tener sus componentes seleccionados estrictamente sobre un punto de vista de tipo y sistema de barra y operación y parámetros eléctricos-económico.

En el aspecto académico quiero resaltar que la realización de este proyecto ha aportado conocimientos tanto de cómo se realiza un proyecto técnico en general, como del funcionamiento de una subestación eléctrica y de los elementos que lo componen. A parte de conocimientos funcionales, también se ha aprendido cuales son los cálculos necesarios para el diseño de esta.

Agregar que durante el tiempo que estuvimos en residencia en el área de construcción de CFE se desarrolló un buen ambiente laboral tanto en oficina como campo lo cual permitió que desarrolláramos nuestros objetivos. El personal de trabajo en el área fue de gran ayuda para nuestro aprendizaje ya que siempre tuvimos respuestas a nuestras dudas, así como también se nos proporcionó suficiente información para poder realizar este trabajo.

7. Anexos

7.1 Normas

Este apartado tiene por objeto dar los lineamientos mínimos que deben cumplir los proyectos de Subestaciones de Distribución. Es aplicable al diseño de subestación con tensiones de 138kV o menores, para obras nuevas o ampliaciones. Para el diseño de estas obras se deben cumplir con las recomendaciones indicadas en especificaciones técnicas de licitación y en las Normas y Especificaciones siguientes [2]:

Normas que aplican

CFE C0000-13	Edificios y casetas para subestaciones eléctricas.
CFE D8500-01	Guía para la selección y aplicación de recubrimiento anticorrosivo.
CFE D8500-02	Recubrimientos anticorrosivos.
CFE C0000-37	Prueba de compactación proctor.
CFE C0000-44	Estudios geotécnicos para ingeniería de detalle en subestaciones.

CFE L0000-06	Coordinación de aislamiento.
CFE 00200-02	Diagramas unifilares de arreglos para subestaciones.
CFE NRF-011	Diseño del sistema de tierra en plantas y subestaciones eléctricas.
Guía CFE H1000-41	Prevención, control y extinción de incendios en subestaciones eléctricas de distribución.
Normas CFE	Normas de distribución, de construcción, líneas subterráneas.
NMX-C-111-ONNCCE	Industria de la construcción- agregados para concreto hidráulico- Especificaciones y métodos de prueba.
NMX-C-122-ONNCCE	Industria de la construcción- agua para concreto- especificaciones.
NMX-C-155-ONNCCE	Industria de la construcción-concreto-concreto hidráulico industrializado-especificaciones.
NMX-C-156-ONNCCE	Industria de la construcción-determinación del revenimiento en el concreto fresco.
NMX-C-414-ONNCCE	Industria de la construcción-cementos hidráulicos- especificaciones y métodos de prueba.
NMX-J-436-ANCE	Conductores-cordones flexibles uso rudo y extra rudo hasta 600V.
NMX-H-074	Industria siderúrgica- productos de hierro y acero recubiertos con cinc (Galvanizados por inmersión en caliente)-especificaciones y métodos de prueba.
N.O.M. B-6	Varillas corrugadas y lisas de acero procedentes de lingote o palanquilla para refuerzo de concreto.
N.O.M. C-1	Métodos de análisis químico para determinar la composición de aceros y fundiciones.
N.O.M. J-151	Productos de hierro y acero galvanizados por inmersión en caliente.
N.O.M. 013-ECOL	Límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a cuerpos receptores, provenientes, provenientes de industrias del hierro y del acero.
N.O.M. 041-ECOL	Límites máximos permisibles de emisión de gases contaminantes provenientes del escape de los vehículos automotrices en circulación que usan gasolina como combustible.
N.O.M. 059-ECOL	Especies de flora y fauna en peligro de extinción amenazadas y sujetas a protección especial, 1994.
N.O.M. 059-ECOL	Protección ambiental-especies nativas de México de flora y fauna silvestres-categorías de riesgo y especificaciones para su inclusión, exclusión o cambio- lista de especie en riesgo.
N.O.M. 080-ECOL	Límites máximos permisibles de emisión de ruidos contaminantes provenientes del escape de los vehículos automotrices en circulación que usan

Norma IEEE 80 A.C.I. 318	gasolina como combustible. Guide for safety in AC substation grounding. Reglamento de las construcciones de concreto reforzado.
A.C.I. 614	Practica recomendable para la medición, mezclado, transporte y colocación del concreto.
CFE 54000-48 CFE D8500-01	Tablillas de conexiones. Selección y aplicación de recubrimientos anticorrosivos.
CFE D8500-02 CFE E0000-17	Recubrimientos anticorrosivos Cables de potencia para 69 a 138kV con aislamientos de XLP.
CFE E0000-20 CFE K0000-13	Cables de control. Transformadores y autotransformadores de potencia para subestaciones de distribución.
CFE L0000-06 CFE L0000-15 NRF-013 SOM-3531	Coordinación de aislamiento. Código de colores. Señales de seguridad. Procedimiento de pruebas de campo para equipo primario de subestaciones.
SOM-3560	Normalización de nomenclatura, pintura de equipo y letreros de identificación de subestaciones de distribución.
MPSEO-19	Recepción, almacenamiento y montaje de transformadores de potencia.
Guía LAPEM 03	Procedimiento para la recepción de productos suministrados por terceros para su utilización en las instalaciones de Comisión Federal de Electricidad
CFE 00200-02 CFE CPCOC-06	Diagramas simplificados para subestaciones. Procedimiento para la entrega y recepción de subestaciones y líneas de transmisión.
CFE H1000-41	Prevención, control, y extinción de incendios de incendios en subestaciones eléctricas de distribución.
CFE D3100-19 CFE V6700-55	Aceite aislante. Sistemas integrados de control, protección, medición y mantenibilidad para uso en subestaciones de distribución (SISCOPROMM).
CFE 04400-42	Guía de criterios básicos para subestaciones de 115, 230 y 400kV.

7.2 Fotografías



Fig. 7.1 Relleno y compactación del terreno



Fig. 7.2 Ubicación v trazado de soportes tubulares.



Fig. 7.3 Colando una parte del muro de contención.



Fig. 7.4 Colado de la plantilla de la Caseta de Control.



Fig. 7.5 Armado de castillos, traveses y cadenas, de la caseta de control



Fig. 7.6 Pegado del tabimax, paredes de la caseta de control.



Fig. 7.7 Cimbrado y colado de los soportes tubulares.



Fig. 7.8 Compactación del área perimetral de los soportes tubulares y bases de los interruptores de potencia.



Fig.7.9 Excavación y colado de plantillas para los registros pluviales.



Fig. 7.10 Montaje y armado de estructuras en los soportes tubulares.



Fig. 7.11 Colocación de la tierra física en las estructuras.



Fig.7.12 Excavación para los ductos de los registros eléctricos.



Fig. 7.13 Tubería conectada de los registros eléctricos del patio con la trinchera de la caseta de control.



Fig. 7.14 Armado de varilla y cimbra de base de la barda perimetral.



Fig. 7.15 Armado de Cadenas y traves para la loza de la caseta de control.



Fig. 7.16 y 7.17 Montaje de cuchillas desconectoras en la estructuras de las perchas.



Fig. 7.18 Montaje y colocación del transformador en su base.



Fig. 7.19 Armado, Cimbrado y colado de la loza de la caseta de control.



Fig. 7.20 Ductos y tuberías para los cables de potencia.



Fig. 7.21 Excavación y compactación de la trinchera donde llegara los cables de alta tensión.



Fig. 7.22 Repello exterior e interior de la pared de la caseta de control.



Fig. 7.23 Colado de piso de concreto, por placas o secciones.



Fig. 7.24 Banco de baterías de la subestación.



Fig. 7.25 Armado de soportes tubulares y colados de plantilla de la zapata de la torre de comunicación



Fig. 7.26 Piso de concreto de la subestación concluido.

7.3 Relación de planos

7.3.1 Planta de Conjunto.

7.3.2 Disposición de equipos de planta.

7.3.3 Disposición de equipos de perfil y cortes.

7.3.4 Herrajes y conectores detalles.

7.3.5 Diagrama unifilar sin protecciones.

7.3.6 Diagrama unifilar con protecciones.

7.3.7 Ductos, registros y trincheras del banco de ductos.

7.3.8 Ductos, registros y trincheras registros de control.

7.3.9 Ductos, registros y trincheras acometidas a gabinetes.

7.3.10 Ductos, registros detalles de pozo de visita tipo L banquetta.

7.3.11 Trinchera de A.T. para cables de potencia.

7.3.12 Cableado de control y potencia.

7.3.13 Salidas de circuitos subterráneos de media tensión planta.

7.3.14 Salidas de Circuitos subterráneos de media tensión.

7.3.15 Acometida del banco de capacitores.

7.3.16 Blindaje de la Subestación eléctrica perfil y cortes.

7.3.17 Red de tierras planta.

7.3.18 Red de tierras detalles.

7.3.19 Red de tierras conexión a equipos.

7.3.20 Alumbrado planta.

7.3.21 Alumbrado detalles.

7.3.22 Caseta de control ubicación de equipos.

- 7.3.23** Caseta de control charolas.
- 7.3.24** Caseta de control instalación eléctrica.
- 7.3.25** Caseta de control accesorio.
- 7.3.26** Caseta de control red de tierras.
- 7.3.27** Caseta de control cableado estructurado.
- 7.3.28** Diagrama unifilar de VCA.
- 7.3.29** Diagrama unifilar de VCD.
- 7.3.30** Equipo contra incendio.
- 7.3.31** Sistema de seguridad planta.
- 7.3.32** Sistema de seguridad detalles.

8. Referencias Bibliográficas

- [1] Inegi, I. I. (2005). Censo de población y vivienda 2005. *Indicadores del censo general de Población y vivienda*, Ed. INEGI, México.
- [2] Comisión Federal de Electricidad. (2014). Sección 7, Volumen I. En 209 S.E 1212 Sur – Peninsular (549). Cd. de México: Comisión Federal de Electricidad.
- [3] Inmobiliaria Farrera. (2014). KA'ANN Luxury Towers. 7 de Septiembre del 2015, de Grupo Farrera Sitio web: <http://www.kaanluxurytowers.com>
- [4] José, R. M. (1987). Diseño de subestaciones eléctricas.
- [5] Siebe, C., Bocco, G., & Sánchez, J. (2003). Suelos: distribución, características y potencial de uso. *Las ENSEÑANZAS DE San Juan*, 127.
- [6] Solminihac T, H., Echeverría G, G., & Thenoux Z, G. (2012). Estabilización Química de Suelos: Aplicaciones en la construcción de estructuras de pavimentos. *Revista Ingeniería de Construcción*, (6), 53-78.
- [7] Tique Lucena, J. A., & Yamín, L. E. (2005). Comportamiento sísmico de muros de mampostería con refuerzo exterior estudiados en modelos a escala en la mesa vibratoria.
- [8] Vargas Picado, D. (2011). Estandarización del diseño, proceso constructivo y mantenimiento de puentes atirantados para vaporductos en proyectos geotérmicos del ICE (caso Las Pailas).
- [9] Tapias, F. G., & Torres, H. R. V. (2011). Planeamiento del diseño de subestaciones eléctricas. *Épsilon*, (16), 79-112.
- [10] Suárez Vargas, P. L. (2011). Diseño de un plan de gestión de calidad e inspección en la construcción de subestaciones eléctricas.
- [11] Tapias, F. G., & Torres, H. R. V. (2011). Planeamiento del diseño de subestaciones eléctricas. *Épsilon*, (16), 79-112.
- [12] Harper, G. E. (2002). Elementos de diseño de subestaciones eléctricas. Editorial Limusa.
- [13] Comisión Federal de Electricidad. (2007). *Procedimiento de pruebas de campo para equipo primario de subestaciones*. En SOM 3531 (527). Cd. de México: Procedimiento de pruebas de campo para equipo primario de subestaciones.