



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**“MANUAL DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES DE
DISTRIBUCIÓN DEL CAMPUS UNIVERSITARIO, U.N.A.M.”**

T E S I S

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO
P R E S E N T A N:**

**ALVARADO LÓPEZ CARLOS RAÚL
MENCHACA GARCÍA EDGAR OTHÓN
ROJAS LARA ALFREDO DESIDERIO**

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A:**

SERAFIN SÁNCHEZ PORFIRIO BAUDELIO

ASESOR: ING. ROBERTO A. ESPINOSA Y LARA



MÉXICO D.F., AGOSTO 2009

AGRADECIMIENTOS

“La gota abre la piedra, no por su fuerza sino por su constancia.”

(Ovidio)

"Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor, la electricidad y la energía atómica.

Esa fuerza es la voluntad."

(Albert Einstein)

Estas frases son parte de lo que al final nos enseña el camino de esta etapa de mi vida, ya que no fue fácil; vale la pena recorrerlo. Pero en este camino no estuve solo, estuve apoyado en mucha gente que creyó en mí y en mí mismo. Quiero agradecer a esas personas importantes para mí: Mis padres y hermano (Justi, Raúl y Leonardo), mi abuelo (Otilio) y toda mi familia, principalmente a la familia López, ya que han estado siempre conmigo y de los cuales he recibido un apoyo incondicional y gran cariño hacia mí. A mi novia Adriana con la cual he caminado gran parte de carrera estudiantil y por todo su amor y apoyo; a mis amigos ya que hombro con hombro nos apoyamos para salir adelante y mutuamente empujamos para alcanzar nuestras metas, Nelson, Carlos R, Alberto H, Mario C, Diego M, Felipe G, Helaman M, y todos y cada uno con los que compartido ésta bonita carrera; a mis compañeros de Tesis con los cuales me ha tocado cerrar la cosecha de todos los esfuerzos; a todos ustedes muchas gracias.

Esto es el comienzo de una nueva etapa profesional, la cual será posible por todos mis profesores que me dieron la formación; y en particular a mi Director de tesis y profesores por los cuales fue debidamente concluida esta tesis (Roberto Espinoza, Alberto Cortes, Guillermo López Monroy).

CARLOS RAÚL ALVARADO LÓPEZ

Antes que todo y como en estos tiempos está de moda todo lo chino, comenzaré estos agradecimientos con dos proverbios.

"Cuando Dios desea enviar un desastre sobre una persona, primero le envía un poco de suerte para que goce y ve si puede recibirla de una manera decorosa. Cuando Dios desea enviar bendiciones sobre una persona, primero le envía un poco de desventuras para ver cómo puede soportarlas."

"Me lo contaron y lo olvidé. Lo ví y lo entendí. Lo hice y lo aprendí." (Confucio, 551-479 a. C.)

Pues por fin... aquí está el término de algo que me tomó tanto tiempo poder concluir.

Siempre me dió vueltas la cabeza pensando que palabras escribir el día que terminará mi tesis y ahora que lo he hecho solo viene a mí mente agradecer a todas y cada una de las personas que me ayudaron de alguna forma a que esto fuera posible. Desde los profesores de esta bella Universidad, en especial a Rafa Flores, que más que un maestro se convirtió en un amigo, recordando a todos los diferentes y "exóticos" ex-compañeros de trabajo, que como "chingaban" con que me titulara, hasta los integrantes de mi familia que han sufrido a mi lado y apoyado en todo momento.

En especial quiero agradecer a dos personas que han sido y serán siempre parte fundamental de mi vida.

A mi madre Anita García Cueto, que por sus incansables preocupaciones y regaños de mamá he logrado siempre salir adelante. Aquí está esto para ti... Te amo.

Y a Carmen Botello García (Botellito), gracias por todos los años de infinito apoyo y por compartir tu vida a mi lado. Te quiero mi amor, espero nunca dejes de mirar luna...

Y ahora a dar el siguiente paso...

Edgar Othón Menchaca García

“¡Actúa en vez de suplicar. Sacrificate sin esperanza de gloria ni recompensa! Si quieres conocer los milagros, hazlos tú antes. Sólo así podrá cumplirse tu peculiar destino.”

LUDWING VON BEETHOVEN

A la noble Institución que me formó.

A Manuel Rojas Vargas y Teresa Lara Jaure, mis padres.

A mis hermanos, Manuel, Felipe, Aida, Clara, Noemí y Erik.

Gracias por cada una de las cosas que he aprendido y compartido con ustedes.

Alfredo Desiderio Rojas Lara

“Solo somos hombrecitos en un universo enorme, nada sino polvo para el cosmos, salvo por nuestra capacidad de tener esperanza, de soñar y de intentarlo para que abracemos lo que te hace hombre.”

A mi madre profesora. Alicia Sánchez Ortega (Q.E.P.D.) que siempre me apoyo durante el transcurso de mi carrera y durante el desarrollo de mi trabajo profesional. Y cuyo amor y cariño me sigue acompañando en su último destino

A mi padre Profesor Baudelio Serafín Sosa, siempre es un ejemplo de su tenacidad y disciplina, tanto para su familia y para su comunidad y este es un presente para sus 101 años. Con todo mi amor

A mi esposa Rosa María Mancera Mondragon por su paciencia así como su apoyo durante estos 25 años gracias.

Con cariño para mis hijos Oscar, Edgar, Víctor, Elizabeth y Ricardo, Los quiero. Lo que inicien lo terminen y que la preparación académica es y será su mejor herencia. Y recuerden: “La responsabilidad no se da, se toma”.

A mis hermanos y hermanas que me dan su cariño así como muchas veces su apoyo gracias

Al Ing. Emilio Limón, el cual me dio la oportunidad de realizar la transición escuela trabajo y cuyos consejos me han sido de utilidad hasta la fecha. Y cuya frase:

“La suposición es la madre de las cagadas”.

Es y seguirá siendo presente en mi trabajo profesional.

PORFIRIO BAUDELIO SERAFÍN SÁNCHEZ



ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	9
CAPÍTULO 1.- ANTECEDENTES HISTORICOS	11
1.1. Antecedentes	11
1.2. Efectos de la calidad de la energía	12
1.3. Mantenimiento	13
1.4. Red eléctrica del Campus Universitario de C.U.	14
1.4.1. Antecedentes históricos	14
1.4.2. Situación actual de la red universitaria	15
1.4.3. Posible expansión	17
1.5. Mantenimiento en media tensión del Campus Universitario	17
1.5.1. Mantenimiento histórico	17
1.5.2. Mantenimiento actual	18
1.5.3. Mantenimiento a futuro	19
1.6. La importancia en la calidad de la energía eléctrica	32
1.6.1. ¿Qué es la calidad de energía?	32
1.6.2. Ventajas de una buena calidad	33
CAPÍTULO 2.- EQUIPOS E INSTALACIONES DE UNA SUBESTACIÓN	47
2.1. Equipo e Instalaciones eléctricas	47
2.1.1. Definiciones de una subestación	47
2.1.2. Tipos de subestación	50
2.2. Subestación eléctrica de distribución	52
2.2.1. Principales elementos constitutivos de una subestación	56
2.2.1.1. Transformador de potencia	56
2.2.1.2. Interruptor de potencia	57
2.2.1.3. Apartarrayos	59
2.2.1.4. Cuchillas seccionadoras, cortacircuitos y fusibles	60



2.2.1.5.	Transformadores de instrumentos	64
2.2.1.6.	Barras colectoras y buses	66
2.2.1.7.	Cables de control	67
2.2.1.8.	Tableros de control y protección	68
2.2.2.	Tableros de distribución	69
2.2.3.	Banco y cargador de batería	72
2.2.4.	Sistema de tierras y pararrayos	77

CAPÍTULO 3.- NORMATIVIDAD APLICABLE AL MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES 83

3.1.	Normatividad del mantenimiento	84
3.2.	Normas técnicas de industria	85
3.2.1.	Las normas NOM	85
3.2.2.	Las normas NEC 70 y 70B	86
3.2.3.	Las normas IEC	87
3.3.	Las normas de seguridad en el mantenimiento	87
3.4.	Normas ambientales	90
3.5.	Mantenimiento eléctrico	91
3.5.1.	El mantenimiento a las subestaciones de C.U.	92
3.5.2.	Mantenimiento a transformadores	96
3.5.3.	Mantenimiento a cables	98
3.5.4.	Mantenimiento a interruptores y seccionadores	101
3.5.5.	Normatividad de apartarrayos	103

CAPÍTULO 4.- ECOLOGÍA Y MEDIO AMBIENTE 105

4.1.	Objetivo general	105
4.2.	Objetivos particulares	105
4.3.	Definiciones	106
4.4.	Generalidades	108
4.5.	Programa de Normas Oficiales Mexicanas 1996	109



4.5.1. Descripción del programa de normas ambientales 1996	110
4.5.2. Energía e impacto ambiental	111
4.5.3. La política ambiental en México	112
4.6. Impactos ecológicos sobre el medio ambiente	113
4.7. Mercado de bonos de carbono	115
4.7.1. ¿Qué es el mercado de bonos de carbono?	115
4.7.2. Origen de los bonos de carbono	115
4.7.3. Mercado de Kioto	116
4.7.4. México en el mercado de bonos de carbono	117
4.7.5. Contribución del FIDE al ahorro de energía eléctrica	119
4.7.6. Beneficios ambientales por ahorro y eficiencia energética	119
4.8. Desarrollo sustentable en México	120
4.9. Impacto ambiental de una subestación eléctrica	122
4.10. Tipos de contaminación en subestaciones eléctricas	125
4.10.1. ¿Qué son los BPC's?	125
4.10.2. Contaminantes orgánicos persistentes (COP's).	125
4.10.3. ¿Cómo afectan a la salud los askareles o BPC's?	126
4.11. Criterios técnicos y ambientales en mantenimiento de una subestación eléctrica	127
4.11.1. Criterio técnico del aceite aislante	127
4.11.1.1. Degeneración del aceite aislante	127
4.11.1.2. Análisis de aceites aislantes	128
4.11.1.3. Mantenimiento del aceite aislante	129
4.11.2. Criterios ambientales: La defensa del medio ambiente	130
4.11.2.1. Análisis y detección	130
4.11.3. Retiro del servicio de equipos	132
4.11.4. La eliminación de los BPC's	133
4.12. Dispositivos y tecnologías ecológicas	134
4.12.1. Nuevos aceites para uso en transformadores	134
4.12.2. Aceite mineral	137



4.12.3.	Fluido R-Temp	137
4.12.4.	Fluido de silicona DowCorning 561	140
4.12.5.	Fluido Envirottemp FR3	141
4.13.	Gestión de residuos en el Campus Universitario de C.U.	145
4.13.1.	Responsabilidades del área encargada de la recepción de las subestaciones eléctricas.	145
4.13.2.	Responsabilidades del área encargada de la operación y mantenimiento de las subestaciones eléctricas.	146
4.13.3.	Subestaciones eléctricas construidas antes de 1988	148
4.13.4.	Situaciones de emergencia	149
4.13.5.	Ubicación de la subestación	150
4.14.	La importancia de la norma NOM-113-ECOL-1998	152
4.15.	Contaminación por ruido	153
4.15.1.	Niveles de ruido permisibles	155
CAPÍTULO 5.- PRUEBAS A LOS COMPONENTES DE UNA SUBESTACIÓN		157
5.1.	¿Porque es necesaria la supervisión a los equipos?	157
5.1.1.	Costo y tipos de mantenimiento	158
5.1.2.	Calibración y certificación del equipo de prueba	159
5.1.3.	Pruebas prototipo y pruebas de campo	162
5.1.3.1.	Resistencia de aislamiento	162
5.1.3.2.	Factor de potencia en aislamiento	163
5.1.3.3.	Prueba de corriente de excitación	165
5.1.4.	Pruebas de fábrica	166
5.1.4.1.	Pruebas de impulso por rayo	169
5.1.4.2.	Pruebas de potencial aplicado	169
5.1.4.3.	Pruebas de descargas parciales	170
5.1.4.4.	Pruebas de potencial inducido	170
5.1.4.5.	Prueba de elevación de temperatura	171
5.1.5.	Pruebas de campo	172
5.2.	Características del equipo de prueba	172



5.2.1. Probador de resistencia de aislamiento	172
5.2.2. Probador de potencial aplicado	174
5.2.3. Probador de resistencia de contacto	175
5.2.4. Equipo de prueba de factor de potencia	178
5.2.5. Equipo de prueba para relación de espiras (TTR)	179
5.2.6. Probador de tiempo de operación en vacío, simultaneidad y operación de interruptores	181
5.2.7. Probador de resistencia a tierra	182
5.2.8. Probador de relevadores	185
5.2.9. Probador de rigidez del aceite del transformador	186
5.3. Pruebas tipo a cables subterráneos (6 kV-35 kV)	187
5.3.1. Prueba de resistencia de aislamiento	187
5.3.2. Prueba de alta tensión C.D. High Pot a cables de energía	189
5.3.3. Prueba de detector de fallas	191
5.3.4. Pruebas a accesorios de distribución subterránea	194
5.4. Pruebas tipo a apartarrayos	194
5.4.1. Prueba de resistencia de aislamiento en apartarrayos	195
5.4.2. Prueba de factor de potencia en apartarrayos	195
5.5. Pruebas a Interruptores de vacío y gabinetes Metal Clad	196
5.5.1. Resistencia de aislamiento	196
5.5.2. Resistencia de contacto	197
5.5.3. Prueba simultaneidad de fases ciclo cierre-apertura-cierre	197
5.5.4. Tiempo de actuación del mando eléctrico al cierre y la apertura	198
5.6. Pruebas a TC's y TP's	199
5.7. Pruebas al cargador de baterías	200
5.8. Pruebas a los transformador de distribución	201
5.8.1. Factor de potencia a devanados	202
5.8.2. Corriente de excitación	204
5.8.3. Resistencia de aislamiento de devanados	206
5.8.3.1. Índice de absorción e índice de polarización	206



5.8.4. Pruebas a boquillas	210
5.8.4.1. Collar caliente a boquillas	210
5.8.4.2. Factor de potencia a boquillas	211
5.8.5. Prueba de resistencia Óhmica a devanados	212
5.8.6. Prueba de relación	213
5.8.7. Análisis del Aceite	215
5.9. Pruebas a cables de energía	217
5.9.1. Prueba de resistencia de aislamiento a cables	218
5.9.2. Prueba de alta tensión High Pot	219
5.9.3. Prueba de alta tensión a baja frecuencia VLF	221
5.10. Pruebas a cortacircuitos y seccionadores con carga	223
5.10.1. Prueba de resistencia de aislamiento	223
5.10.2. Prueba de factor de potencia a seccionadores	224
5.10.3. Prueba de resistencia de contactos	224
5.11. Prueba de continuidad del sistema de tierras	224
CAPÍTULO 6.- MANUAL DE MANTENIMIENTO	227
6.1. Introducción	227
6.2. Objetivos	227
6.3. Alcance	228
6.4. Políticas de carácter general	228
6.4.1. De notificación de trabajos	228
6.4.2. Generales de seguridad previas al mantenimiento	229
6.4.3. De seguridad en instalaciones	230
6.4.4. De seguridad durante el mantenimiento	232
6.4.5. De seguridad después del mantenimiento	233
6.4.6. De preservación documental	233
6.5. Procedimientos del manual de mantenimiento	235



CONCLUSIONES	287
ANEXOS	299
BIBLIOGRAFÍA	333



INTRODUCCIÓN

El mantenimiento sin duda tiene una importancia intrínseca, debido a ello y al constante crecimiento de las instalaciones eléctricas y en caso particular las subestaciones del Campus Universitario U.N.A.M, surge la necesidad no sólo de la construcción o reacondicionamiento de estas instalaciones, sino además de un mantenimiento adecuado.

En forma general, el equipo eléctrico y sus redes de distribución son de un fácil mantenimiento, porque el equipo eléctrico utiliza diseños probados que deben cumplir con normas y reglamentos; sin embargo, es aquí donde se originan muchos de los problemas, ya que fácilmente se abandonan por completo y se considera que todo funciona bien en tanto el equipo no falle.

Por otra parte, un ingeniero dedicado al mantenimiento debe asumir la responsabilidad de aplicar la ingeniería de fiabilidad, de aquí que es necesario la elaboración de un manual de mantenimiento a partir de una recopilación de información, basándonos en textos existentes sobre normatividades actuales, manuales y contratistas por su experiencia en el ramo, para tener un documento de fácil comprensión con aplicación general para utilización de profesionales en el mantenimiento y en particular su aplicación en las subestaciones de distribución del Campo Universitario, UNAM.



CAPITULO 1

ANTECEDENTES HISTORICOS

1.1 Antecedentes

Las limitaciones en los orígenes en la utilización de la energía eléctrica para un servicio estándar no tenían gran afectación en la mayoría de equipos eléctricos de esa época; sin embargo, siempre han existido usuarios más sensibles, como son las industrias (con procesos industriales continuos). En algunos casos existían centinelas para prevenir a la industria de tormentas con descargas atmosféricas para poder detener las máquinas hasta que pasara la tempestad para proteger los equipos; pero las interrupciones más duraderas llegaban a causar grandes pérdidas económicas.

En la época actual los equipos digitales y circuitos microcontrolados son más susceptibles a las variaciones de energía eléctrica, los estándares de la energía ya no son los adecuados para su funcionamiento confiable. Además, de los problemas iniciales que experimentaron las operaciones de computadoras grandes con la "energía sucia", los usuarios encontraron que no podían mantener ajustados sus relojes digitales porque cualquier interrupción breve del suministro de energía los obligaba a reajustarlos nuevamente. Más adelante, los usuarios residenciales descubrieron que no podían mantener las horas en sus contadores de tiempo digitales de las grabadoras de video de sus hogares para grabar sus programas favoritos de televisión. La siguiente ola de quejas vino con el uso



más extendido de las computadoras personales, del equipo industrial controlado por microprocesador y de las unidades matrices de velocidad ajustable.

1.2 Efectos de la calidad de la energía

Existen dos causas importantes debido al efecto de una mala calidad de la energía, como son los problemas de operación y el daño a los componentes. Estos pueden ir desde un desarreglo en la operación programada de computadoras o de equipos controlados por microprocesadores, hasta la desactivación de los arrancadores de motores. Los efectos del mal funcionamiento del equipo tienen consecuencias variables dependiendo de la naturaleza crítica del equipo. Los hospitales, por ejemplo, utilizan una variedad de equipos muy sensibles a las variaciones de tensión.

Algunos de los daños que se pueden generar a los componentes, pueden ser ocasionadas por impulsos por descarga de rayos; estos se ocasionan, por lo general, cuando la energía inyectada del impulso del rayo da lugar a un salto de arco dentro del equipo o de los materiales componentes y ocurre un deterioro debido al exceso de esfuerzo eléctrico. Sin embargo, los impulsos procedentes de otras fuentes, como la interrupción de circuitos o de cargas grandes puede dar lugar a daños semejantes, incluso la electricidad estática llega a causar serios daños en los componentes. El nivel de tensión que dañaría los equipos puede provenir del exceso de la capacidad de tensión inversa de pico de los semiconductores y la falla consecuente de la unión o compuerta PN.

Al tener un aumento de circuitos integrados por componentes discretos por unidad de área del sustrato, aumenta la susceptibilidad de dichos circuitos a los daños por impulsos de tensión, por razón de la menor distancia entre componentes y el descenso de los niveles de tensión de salto de chispa en el sustrato.



A causa de la forma de la onda (tiempos marcados de elevación y descenso), a los impulsos se les llaman en ocasiones "puntas de conmutación" o "transitorios." Los rayos y la operación de interruptores pueden ocasionar impulsos o transitorios. Así también el ruido es un impulso repetitivo sobrepuesto en la onda senoidal de potencia. Los transmisores de radio, lámparas fluorescentes, cargadores de acumuladores, computadoras y conexiones eléctricas flojas pueden ocasionar ruido eléctrico. El ruido eléctrico en los componentes electrónicos digitales y analógicos, puede generar una señal normal entrante con presencia de ruido, y puede ser interpretada erróneamente llevando a tener falsos disparos o lecturas erróneas en los componentes de medición, transductores, equipos de control, etc.

1.3 Mantenimiento

Uno de los aspectos importantes para el correcto funcionamiento de un sistema eléctrico independientemente de cuál sea, es el mantenimiento, ya que este nos ayudará a garantizar el servicio teniendo en óptimas condiciones nuestros equipos. Uno de los primeros pasos debe ser la inspección, ya que con esto podemos verificar la correcta instalación de acuerdo con las normas aplicables.

Una gran parte de los problemas de funcionamiento se presenta cuando los equipos no son aterrizados correctamente, en ocasiones se utilizan equipos normales para detectar problemas de tierra con carga. Otros inyectan una corriente en el circuito del conductor de tierra y determinan si es adecuada la impedancia del circuito de tierra para prevenir problemas en el equipo o para garantizar que operen correctamente los dispositivos de despeje de fallas.

Una prueba inicial en los circuitos proporciona un punto de referencia para determinar si se deterioran las condiciones al paso del tiempo. Además de las pruebas que se hacen en los circuitos de tierra, las pruebas efectuadas en los demás conductores a intervalos



regulares podrán demostrar condiciones de deterioro antes de que ocasionen problemas de funcionamiento del equipo.

Los equipos de monitoreo de calidad de la energía tienen por lo general umbrales ajustables ya que si no se encuentra en el ajuste correcto dependiendo de su sensibilidad va a registrar información errónea cuando los equipos se encuentran desconectados.

1.4 Red eléctrica del campus universitario de C.U.

1.4.1 Antecedentes históricos

La creación de un macro proyecto de primer nivel como lo es la Ciudad Universitaria, llevó a la creación de una gran propuesta de energía eléctrica para el Campus Universitario de la UNAM, este tipo de construcción requería de un diseño que fuese estético, confiable y de gran fiabilidad. Este gran proyecto fue llevado a cabo bajo la dirección del Ing. Luis Mascott con la ayuda de ingenieros como Carlos Luca, Antonio Macías, Roberto Brown Brown entre otros.

Esta gran red de distribución en sus planos originales contempló la construcción de una subestación principal (No. 1). Esta subestación sería suministrada de energía por la Compañía de Luz y Fuerza Motriz S.A., (actualmente Luz y Fuerza del Centro) por medio de alimentadores aéreos de 23 kV, alimentados por las subestaciones Olivar del Conde y Taxqueña, esta fue proyectada por tres anillos con dos alimentadores cada uno, este tipo de configuración proporciona mejor confiabilidad al sistema y ayuda a restablecer los servicios en un menor tiempo en caso de algún disturbio.

La red fue construida y puesta en servicio en los años 50's, ubicada en la parte norte de Ciudad Universitaria (lo que es hoy en día las espaldas de la facultad de Psicología). Esta



subestación estaba integrada por 2 transformadores trifásicos de 2500 kVA de 23 kV a 6.6 kV cada uno, dando una capacidad integral de 5000 kVA en conjunto.

Con la llegada de los Juegos Olímpicos la demanda aumentó, siendo necesaria la modificación de la subestación No 1 construyendo dos nuevos circuitos de abastecimiento, los circuitos “D” y “E”. Estos nuevos circuitos eran alimentados por un transformador de 2500 kVA; pero la constante transformación y crecimiento del campus y de la población universitaria requirió el cambio de los bancos de transformadores; se cambiaron los transformadores de 2500 kVA por unos de 7500 kVA de 23kV a 6.6 kV, esta modificación ayudó a absorber la demanda de energía requerida en ese entonces y dejar un margen de capacidad instalada para el futuro.

Gracias al buen estado de los transformadores que fueron sustituidos permitió la creación de una nueva subestación (No 2), construida en el circuito exterior frente a la escuela de Trabajo Social y a un costado del Centro de Instrumentos. Integrando la nueva red de distribución dos anillos (I y el II) con dos alimentadores cada uno que alimentaban a 12 subestaciones derivadas.

1.4.2 Situación actual de la red universitaria

La red universitaria actual está integrada por cuatro subestaciones generales.

- No. 1. Ubicada a espaldas de la Facultad de Psicología (6kV).
- No. 2. Ubicada a un costado del Centro de Instrumentos (6kV).
- No. 3. Ubicada en Av. Del Imán en la Zona Cultural (23kV).
- No. 4. Ubicada en el instituto de investigaciones biomédicas (23kV).



Cabe mencionar que las subestaciones 3 y 4 ya cuentan con transformadores de 23 KV, a diferencia de la No 1 y la No 2 que son transformadores de 23/6 KV, que serán las de nuestro interés.

La situación actual de la red de distribución subterránea de las subestaciones No. 1 y No. 2 en cuanto a su obra civil se refiere, cuenta con problemas menores como son registros dañados por el tiempo, oxidación, (esto puede llegar a dañar los equipos que se encuentran en su interior por caída de material), inundaciones de registros, invasión de naturaleza y basura en los mismos. Otro problema es el bloqueo de registros por obras nuevas ya sea mobiliario o construcciones. Todo esto daña a los conductores que principalmente son de Kerite de 8 kV de aislamiento de EPDM de tres conductores con pantalla individual para cada fase. Los conductores con los que se cuentan son de calibres 4 AWG, 2 AWG, 4/0 y 1/0 AWG. Algunos de estos cables presentan problemas en los soportes o exceso de aceite en los alrededores. La distribución del cableado en los registros presenta cierto desorden y no tiene una distribución correcta; otros problemas son los falsos contactos, perforaciones y falta de conexión a tierra en la mayoría de las pantallas, así como la carencia de identificación.

En el caso de los seccionadores, algunos presentan fugas de aceite y con las descargas parciales que pueden llegar a tener, se provocaría el disparo inesperado de alguno de estos equipos. En muchos casos, tampoco cuentan con conexiones de tierra y la corrosión externa que presentan algunos tanques es de consideración.

En algunas subestaciones derivadas se presenta un problema muy importante ya que **son utilizadas como bodegas** y muchas de ellas no cuentan con la correcta señalización de peligro de alta tensión, ni de posibles riesgos a la salud; esto puede llevar a accidentes fatales por la falta de conocimiento del personal que pudiera ingresar a ellas. Los equipos eléctricos internos cuentan con un estado favorable gracias a su mantenimiento teniendo en consideración el tiempo de trabajo que llevan en servicio, algunos transformadores ya tienen fugas y carecen de placa de identificación.



Muchos de los trabajos de renovación que se requieren en estos equipos es la sustitución de los mismos ya que la antigüedad (más de 50 años en algunos casos) no permite encontrar refacciones de algunos componentes, además de estar fuera de las normas actuales.

1.4.3 Posible expansión

Basándonos en los registros proporcionados por los ingenieros del departamento de sistemas de potencia de la Facultad de Ingeniería, y los datos recolectados, es notorio el gran deterioro que el equipo ha presentado a lo largo del tiempo, como pueden ser falsos contactos en las terminales, desgaste de los aislamientos, registros en mal estado, lo cual, nos permite llegar a la conclusión que el mantenimiento que se ha llevado a cabo en las instalaciones es insuficiente, y en ocasiones erróneo; por lo tanto, no tiene un óptimo y garantizado servicio en el suministro eléctrico.

1.5 Mantenimiento en media tensión del Campus Universitario

1.5.1 Mantenimiento histórico

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), tienen varios componentes y cada uno con características singulares, éstos forman de manera integral lo que conocemos como el sistema eléctrico, cumpliendo cada uno con sus funciones específicas, todas importantes para un buen funcionamiento, tanto en condiciones de calidad como de continuidad de servicio. Uno de estos componentes son las subestaciones, cuya función es la de



interconectar circuitos entre sí, con las mismas características de potencia, aunque con características diferentes en algunos casos (tensión y corriente).

Las subestaciones pueden ser de transmisión o de distribución, de alta o de media tensión, y sus componentes, y la disposición de estos, pueden variar de una subestación a otra, pero las características de los componentes siempre serán las mismas, y cada uno tendrá también dentro de la subestación, funciones específicas e importantes a la vez.

Tomando en cuenta que las subestaciones son componentes importantes de los sistemas de potencia, la continuidad del servicio depende en gran parte de ellas; es necesario aplicar a éstas una adecuada gestión de mantenimiento. Esta gestión deberá contemplar al mantenimiento preventivo, mantenimiento predictivo (para revisar con cierta frecuencia el estado de los equipos), al mantenimiento correctivo para reparaciones o reemplazos preventivos, el cual deberá tener cierta planificación para intervenciones de emergencia, y al mantenimiento proactivo, para el análisis y revisión periódica de la gestión, y evolución del mantenimiento y sus procedimientos. Todo esto interrelacionado conforma lo que se conoce como, Mantenimiento Integrado.

El mantenimiento en subestaciones es una orientación hacia la disponibilidad de equipos, y toma en cuenta el sistema de trabajo en Sistemas de Potencia (transmisión y distribución, principalmente), el mantenimiento en subestaciones debe estar integrado, es decir, mirar el mantenimiento como un conjunto, para garantizar el estado de los equipos y garantizar el suministro eléctrico.

1.5.2 Mantenimiento actual

El mantenimiento actual del sistema eléctrico de CU es crítico tomando en cuenta que en algunas subestaciones derivadas son utilizadas para otros fines aparte de confinamiento de la subestación, como se mencionó anteriormente, no cuentan con los señalamientos de



peligro, algunas no cuentan ni con candados para cerrarse adecuadamente y algunas al crecer el campus universitario, se encuentran encerradas y de difícil acceso para su mantenimiento, esto da como resultado una operación no óptima para el funcionamiento de los equipos, principalmente transformadores, conductores y equipos de protección.

1.5.3 Mantenimiento a futuro

Para lograr un óptimo mantenimiento se deben tener consideraciones en nuestro sistema desde su instalación, ya que una correcta y normalizada instalación nos garantizará un mayor tiempo de vida y menor mantenimiento a nuestras instalaciones, así como detección de fallas más rápidamente.

Entre algunos de los elementos más importantes que conforman al sistema eléctrico, encontramos a los transformadores, cortacircuitos o interruptores automáticos, reguladores de tensión, capacitores de potencia, cables de distribución y en algunos casos control automático de supervisión y adquisición de datos. Todos estos elementos requieren de menor o mayor mantenimiento para que en su conjunto trabajen adecuadamente.

A cada elemento se le consideran ciertas pruebas para su mantenimiento específico: Por ejemplo en el caso del transformador la norma ANSI/IEEE C57.12.00-1987 define las pruebas de rutina, de diseño y otras pruebas para transformadores sumergidos en líquido. Se enlista a continuación pruebas de rutina para los transformadores de 501 kVA y mayores:

- Medición de resistencia de los devanados.
- Medición de relación de transformación.
- Pruebas de relación de fase: polaridad, desplazamiento angular y secuencia de fase.
- Pérdidas de carga nula y corriente de excitación.



- Pérdidas de carga y tensión de impedancia.
- Prueba de fugas en el tanque del transformador.
- Pruebas de impulso de rayo (onda completa y onda transversal y onda truncada; para transformadores con devanado de alta tensión de 115 KV a 765KV (en equipo nuevo).

Los cortacircuitos o interruptores automáticos son dispositivos mecánicos de interrupción capaz de dejar pasar, conducir e interrumpir corrientes en condiciones normales de un circuito, así también, como de dejar pasar o conducir durante un tiempo especificado e interrumpir corrientes en condiciones anormales; por lo tanto, deben satisfacer una amplia gama de pruebas, algunas de estas se especifican en la norma ANSI C37.09.

Debido a las necesidades del sistema y al crecimiento de mayores tensiones, así como de la capacidad de estos para una eficiencia mayor y menos interrupciones en el suministro, la confiabilidad de los cortacircuitos cobra una mayor importancia, pero la gran variedad de estos nos lleva a tener que contar con sus manuales de cada tipo de corta circuitos y dependiendo del fabricante, para saber cuáles son las pruebas necesarias que deben cumplir cada uno de ellos.

Actualmente se encuentran disponibles sistemas de control automático de supervisión y adquisición de datos (SCADA), que consisten en una o más computadoras con programas de aplicación, conectados por un sistema de comunicación a un número dado de unidades terminales remotas (UTR) ubicadas en distintos lugares para la adquisición de datos, y para ejercer un control autónomo independiente e inteligente de los sistemas energéticos. La red eléctrica actual de distribución del Campus Universitario no cuenta con este sistema de adquisición y control de información.

En Ciudad Universitaria, la red de distribución es subterránea, por lo cual, es necesario manejar e instalar convenientemente los cables para no perjudicarlos, y afectar la calidad que les ha proporcionado una cuidadosa fabricación, fruto a su vez de abundantes y minuciosos ensayos, cálculos, procesos de laboratorio, elección apropiada de materias

primas, utilización de complejas y costosas maquinarias, rigurosos controles de calidad, etc., ya que estos son parte medular de la instalación. Una manipulación incorrecta puede ocasionar perjuicios considerables que pueden ser detectados, en los casos más graves, en el momento de puesta en servicio y de cualquier modo afectadas en calidad, de forma que acorten sensiblemente la vida de los cables. A continuación se describen algunos pasos a considerar para evitar la afectación de los conductores durante su instalación y manipulación¹:

1.-Transporte, carga y descarga: Una correcta manipulación durante estas maniobras, garantiza la eficiencia y vida de los conductores. (Ver figura 1-1).



Figura 1-1 Transporte de una bobina de conductor de potencia.

2.-Almacenamiento: Un almacenamiento adecuado de los conductores incluye un lugar fresco, sin humedad y protegido de la exposición directa al sol.

3.-Desembalaje: Verificar que el conductor a su llegada cuente con un embalaje adecuado, garantiza el sello de protección del conductor. (Ver figura 1-2).

¹ Instalación de cables. Grupo Condumex, división cables.



Figura 1-2 Desembalaje del conductor.

4.-Emplazamiento para el tendido: Los elementos de elevación ayudan a una mejor manipulación del conductor durante su instalación, evitando degradación del aislamiento. (Ver figura 1-3).



Figura 1-3 Preparativos para el tendido de conductor de alta tensión

5.-Tendido del cable

5.1.-Temperatura ambiente

5.2.-Rodillos

La importancia de estos puntos radica en el facilitar el tendido del cable y garantizar la integridad del mismo. En la figura 1-4, podemos observar el uso de los rodillos.



Figura 1-4 Tendido de conductor con ayuda de rodillos

5.3.-Esfuerzo de tiro: Una de las técnicas aplicadas en la instalación de los cables, la podemos observar en la figura 1-5, llamada de caletín con elemento destorcedor.



Figura 1-5 Instalación de cable con caletín.

Durante la instalación del cable se debe tomar en cuenta la tensión ejercida al conductor, resultado del tendido. Una tensión excesiva puede provocar daños al conductor, esta tensión es medida con un dinamómetro. (Ver figuras 1-6 y 1-7)



Figura 1-6 Dinamómetro en carrete guía.



Figura 1-7 Dinamómetro en carrete guía.

5.4.-Frenado de las bobinas: Un frenado intempestivo o pérdida de tensión puede provocar un punto de inflexión en el cable debido a la inercia del carrete y con ello un daño al conductor. Ver figura 1-8.

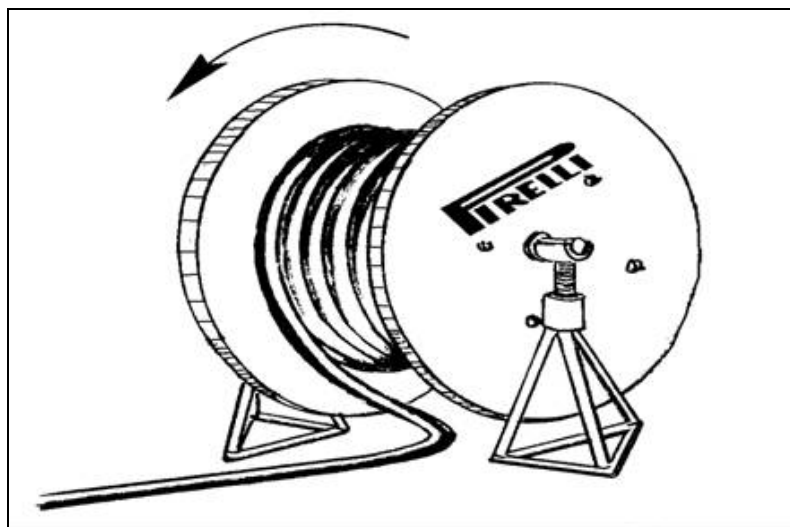


Figura 1-8 Frenado intempestivo.

6.-Tipo de instalación. Existen diferentes situaciones o lugares de instalación de un cable, a continuación se enuncian algunas de ellas.

6.1.-Instalación en zanjas: las características a considerar bajo esta técnica, encontramos los siguientes: Profundidad, estructura, asiento, cubrimiento, protección y tapado. Ver figura 1-9.

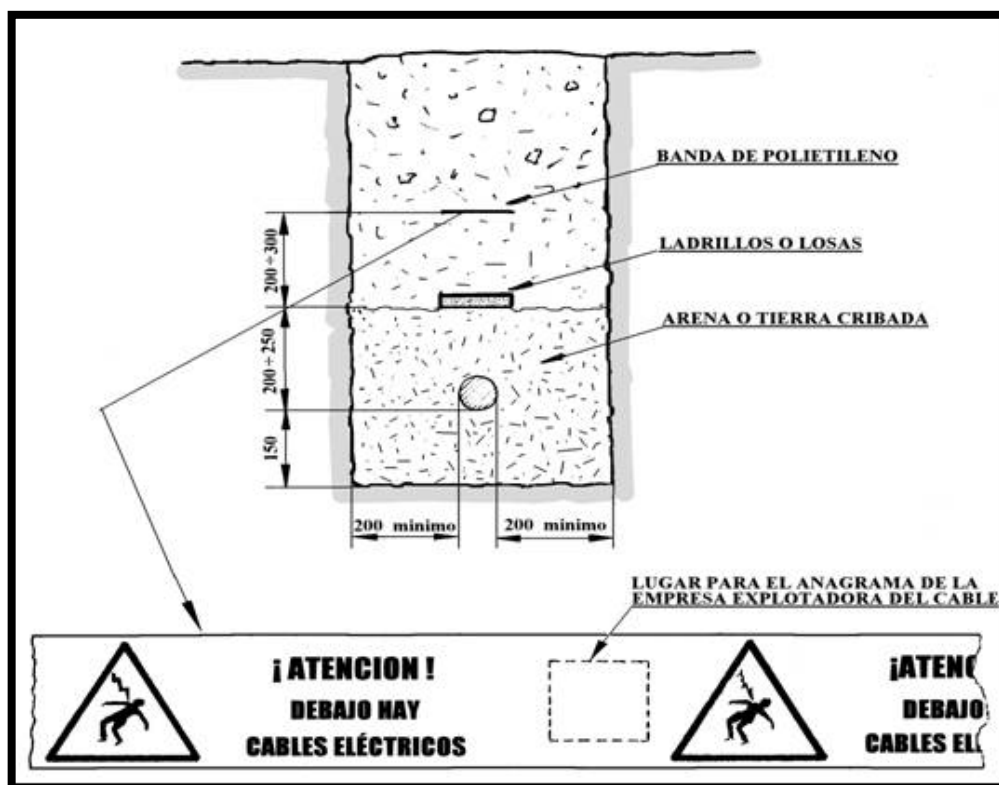


Figura 1-9 Constitución de la trinchera de un cable.²

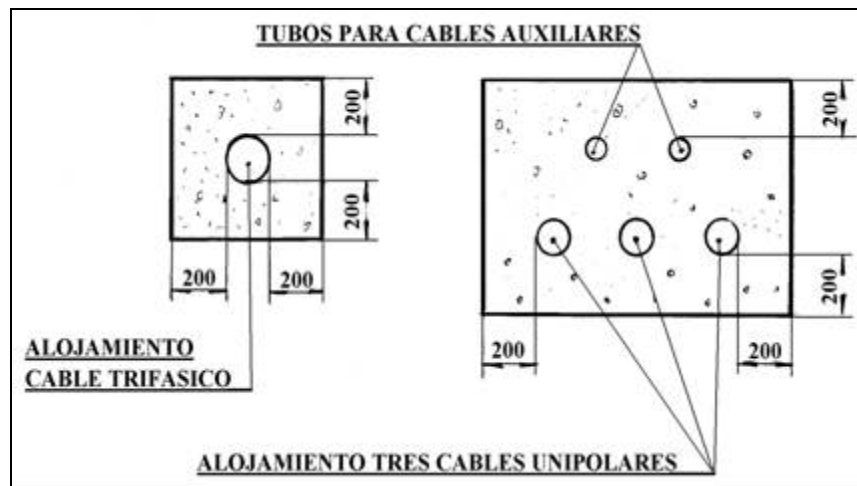
6.2.-Instalación en cruces de calles, badenes y otros servicios.

6.3.-Instalación de galerías y canales.

² Manual de instalación de cables. Pirelli S.A.

6.4.-Instalación tubular: Es aquella, como podemos observar en las figuras 1-10, en la cual se utilizan canales o tubos donde se colocará el cable.

6.4.1.-Estructura y construcción.



Figuras 1-10 Descripción y armado de una bóveda tubular.

6.4.2.-Arquetas intermedias.- Evita la deformación de los tubulares a la hora de hacer el colado o compactación del terreno.

6.4.3.-Lubricación de las tubulares.- La lubricación de los conductores ayuda al desplazamiento del conductor por los ductos, mejorando la velocidad de instalación y desplazamiento del cable. (Ver figuras 1-11).



Figuras 1-11 Engrasado del conductor

6.4.4-Taponamiento.- Cuando llega a existir taponamiento en los ductos de los conductores es necesaria la purga o depuración de los mismos para evitar daños en el conductor. (Ver figuras 1-12).



Figuras 1-12 Limpieza y purga de ductos cuando existe taponamiento

6.5 Instalaciones en vertical. Minas o torres. La instalación de cables puede llevarse en diferentes condiciones y lugares, en la figura 1-13 podemos observar una transición de instalación subterránea a aérea.



Figura 1-13 Transición de instalación subterránea a aérea.

7.-Confección de accesorios.- Entre los accesorios utilizados en la instalación de los cables, podemos encontrar verificadores de madera, dispositivos de rodajas y guías de fibra de vidrio. (Ver figuras 1-14).

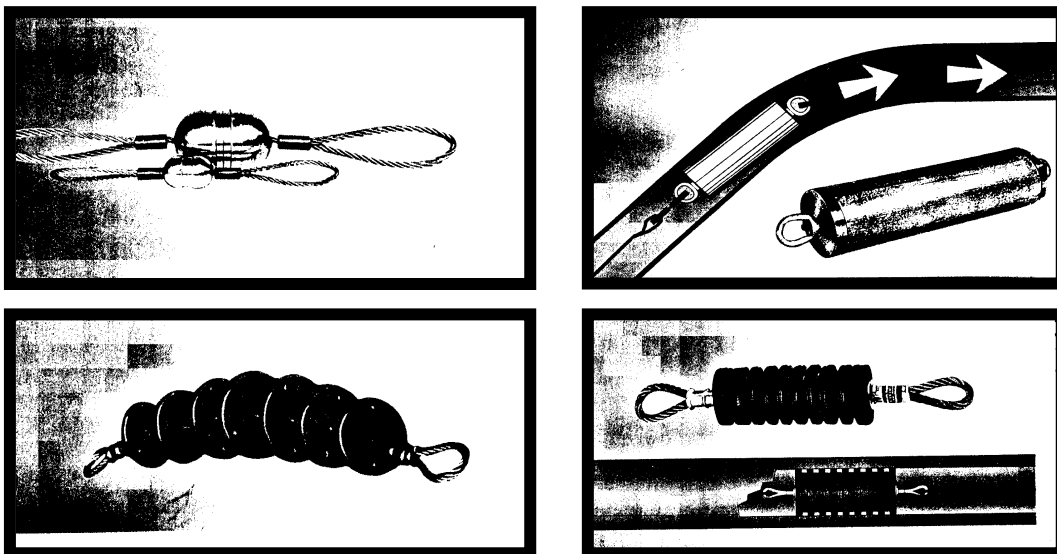


Figura 1-14 Accesorios de instalación de cables



8.-Radios de curvatura: De acuerdo a la NOM-001-SEDE-2005, los radios mínimos de curvatura para cables mayores a 600 V y menores o iguales a 35 kV, se muestran en la tabla 1.1

Tipo de cable	Radio mínimo de curvatura
Monoconductor sin pantalla metálica	8 D
Monoconductor con pantalla metálica o con cubierta de plomo	12 D
Multiconductores o multiplexados con pantalla metálica individual	el mayor de 12d ó 7D

Tabla 1-1 Radios mínimos de curvatura para cables

Para cables de más de 35 kV, el reporte EPRI EL-3333-CCM³ (Electric Power Research Institute), recomienda los radios de curvatura, mostrados en la tabla 1-2.

Estructura de pantalla o cubierta metálicas	Radio mínimo de curvatura	
	mínimo	preferible
Alambres redondos o planos aplicados helicoidalmente	14D	16D
Cinta traslapada aplicada helicoidalmente	16D	18D
Cinta longitudinal traslapada corrugada transversalmente (pantalla "LC")	18D	20D
Cubierta de plomo	12D	14D

Tabla 1-2 Radios mínimos de curvaturas recomendados por el EPRI

Donde:

D = Diámetro exterior del cable

d = Diámetro exterior de una de las almas

³ Maximum safe pulling lengths for solid dielectric insulated cables. Volume 2. Cable user's guide, Silver, D.A., et-al. Feb-1984. Pirelli Cable Corp., Union, NJ (USA)

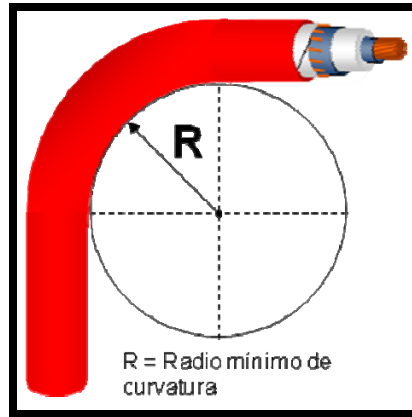


Figura 1-15 Desarrollo del radio de curvatura

1.6 La importancia en la calidad de la energía eléctrica

1.6.1 ¿Qué es la calidad de la energía?

La calidad de la energía se entiende como la ausencia de interrupciones y sobretensiones, teniendo una onda senoidal íntegra de transmisión, una correcta frecuencia y continuidad en el servicio eléctrico.

Esto se logra con una atención constante en el servicio, ya que hoy en día contamos con equipos muy susceptibles a variaciones de tensión; pero hay que tener cuidado en el sistema ya que se cuenta con muchos aparatos que nos generan cierta cantidad de disturbios armónicos, inyectados por aparatos electrónicos. Para evitar estas situaciones se debe contar con un mantenimiento constante y eficiente, para el beneficio de los usuarios y de las instalaciones, así como componentes que nos ayuden a filtrar dichos disturbios armónicos como es la conexión delta de los transformadores.

Por dar un ejemplo, las depresiones de tensión por sólo cinco milisegundos son capaces de hacer que una computadora pierda su información o causar errores, es por esto



que el incremento en el equipo de procesamiento de datos (computadoras) ha marcado al problema de la calidad de la energía como un problema muy serio.

Se puede afirmar, que el objetivo de la calidad de la energía es encontrar caminos efectivos para corregir los disturbios y variaciones de tensión en el lado del usuario, y proponer soluciones para corregir las fallas que se presentan en el lado del sistema de la compañías suministradoras de energía eléctrica, para lograr con ello un suministro de energía eléctrica con calidad.

1.6.2 Ventajas de una buena calidad

Podemos englobar dos grupos en el problema de la calidad de energía: El primero grupo engloba aquellos que crean la interrupción de cargas eléctricas o de circuitos enteros y el segundo a aquellos que generan la interacción del equipo eléctrico y el sistema de suministro eléctrico.

Otro desarrollo que hace de la calidad de la energía una preocupación es la introducción de los sistemas de alumbrado con descarga de alta intensidad (HID) para conservación de la energía. Las lámparas de vapor de sodio a alta presión requieren de varios minutos para volver a encender después de una interrupción momentánea de tensión. Este puede ser un riesgo para la seguridad, aun cuando las lámparas de HID tengan una capacidad de restablecimiento rápido, excepto si se entremezclan algunos otros tipos de luminarias con las de HID. La edición de 1987 del National Electrical Code, en su Artículo 700-16, reconoce este problema.

Algunos de los daños que se pueden generar a los componentes, pueden ser ocasionadas por impulsos por descarga de rayos; estos se ocasionan, por lo general, cuando la energía inyectada del impulso del rayo da lugar a un salto de arco dentro del equipo o de los materiales componentes y ocurre un deterioro debido al exceso de esfuerzo eléctrico. Sin



embargo, los impulsos procedentes de otras fuentes, como la interrupción de circuitos o de cargas grandes puede dar lugar a daños semejantes incluso la electricidad estática pueden causar serios daños en los componentes.

Otros factores que pueden llegar a dañar algunos equipos y producir una mala calidad de la energía son los impulsos que son condiciones de sobretensión que duran menos de medio ciclo. A causa de la forma de la onda (tiempos marcados de elevación y descenso), a los impulsos se les llaman en ocasiones "puntas de conmutación" o "transitorios." Los rayos y la operación de interruptores pueden ocasionar impulsos o transitorios. Así también el ruido es un impulso repetitivo sobrepuesto en la onda senoidal de potencia. Los transmisores de radio, lámparas fluorescentes, cargadores de acumuladores, computadoras y conexiones eléctricas flojas pueden ocasionar ruido eléctrico.

Hay dos tipos comunes de impulsos y ruido en los circuitos de potencia, los de modo común y los de modo transversal. Las perturbaciones de modo común son tensiones medidas entre, ya sea una fase energizada y tierra, un neutro y tierra o ambos. Las perturbaciones de modo transversal son tensiones medidas solamente entre conductores que lleven corriente. Las perturbaciones de modo transversal pueden volverse de modo común por el mutuo acoplamiento entre otros conductores y tierra cuando viajan por todo el sistema eléctrico.

Los términos usados para describir los disturbios frecuentemente tienen diferente significado para diferentes usuarios. Pero muchos atributos de calidad de energía son comúnmente reconocidos. A continuación se da una breve descripción de algunos de los disturbios más comunes.

- Pico de tensión: Es un incremento en el nivel de tensión que dura microsegundos, se puede observar en la figura 1-16. Es debido principalmente por fallas en la red eléctrica, descargas atmosféricas y switcheo de grandes cargas.

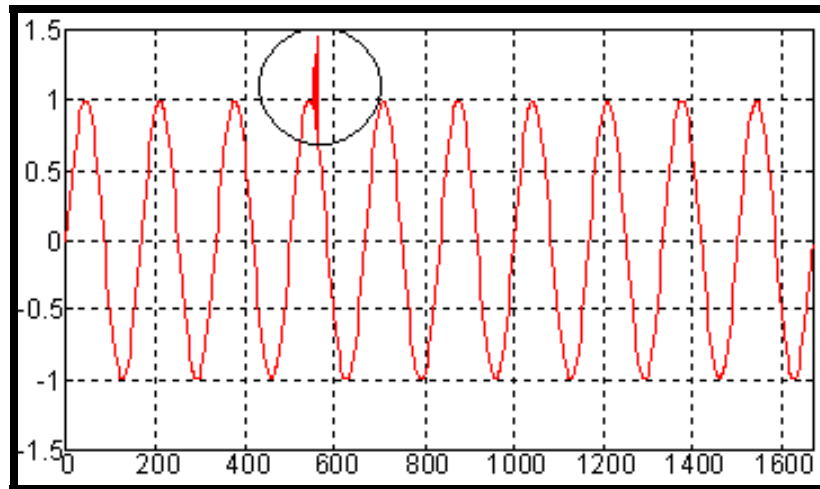


Figura 1-16 Pico de tensión.

- Depresión de tensión (sags): Es un decremento momentáneo (varios ciclos de duración) en el nivel de tensión como se puede observar en la figura 1-17. Es debido a la conexión de grandes cargas, descargas atmosféricas y fallas en la red eléctrica.

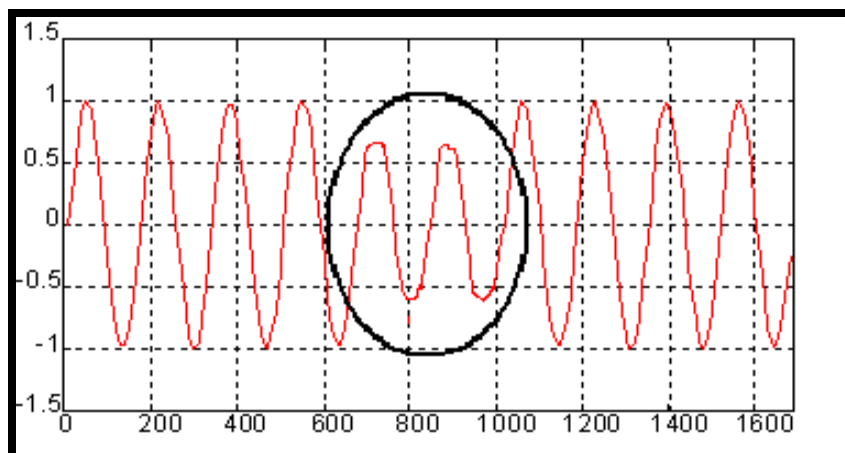


Figura 1-17 Depresión de tensión.

- Aumento de tensión (swell): Es un incremento de la tensión de varios ciclos de duración, como se muestra en la figura 1-18. Es ocasionado por la desconexión de cargas grandes y no llega a ser una sobretensión.

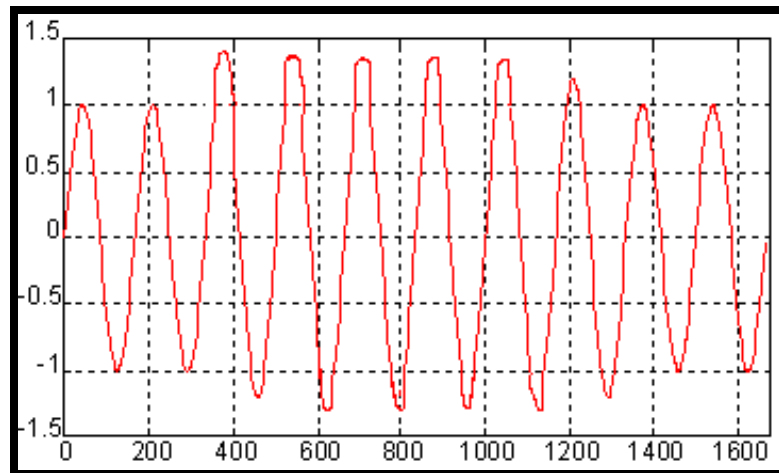


Figura 1-18 Aumento de tensión.

- Sobretensión: Es una condición de tensión elevada (arriba del valor nominal) que a diferencia del swell de tensión, dura mucho más tiempo (ver figura 1-19). Es causado por una pobre regulación de tensión.

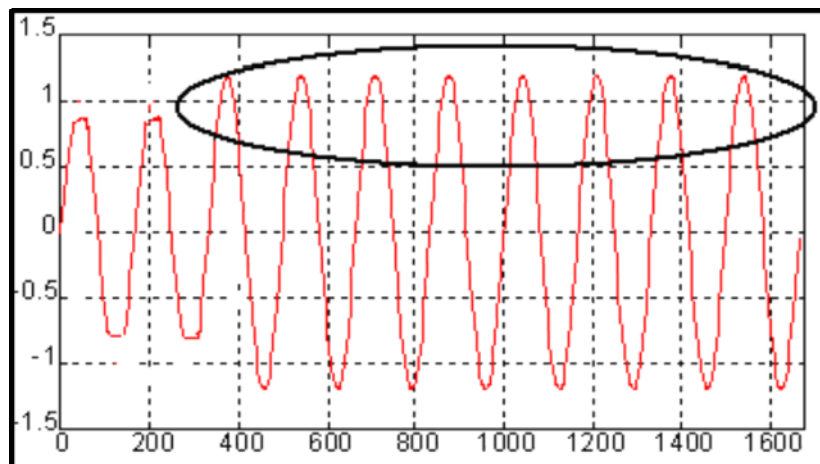


Figura 1-19 Sobretensión.

- Parpadeo (flickers): Se refiere a las fluctuaciones en el nivel de tensión. Estas son debidas a la conexión de cargas cíclicas como hornos eléctricos o por oscilaciones subarmónicas (subarmónicas se refiere a señales de frecuencia menor a la fundamental). Por lo general este efecto se observa fácilmente en el cambio de intensidad bajo y alto de lámparas y ruido acelerado y desacelerado de motores. Ver figura 1-20.

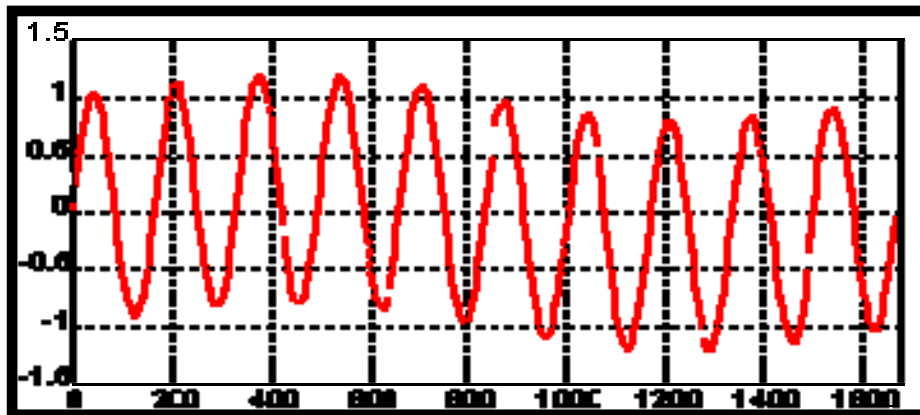


Figura 1-20 Parpadeo.

- Interrupciones de energía: Es la pérdida total de potencia. Por lo general se considera interrupción cuando la tensión ha decrecido a un 15% del valor nominal o menos. Ver figura 1-21.

Este es debido a aperturas de líneas, daño de transformadores, operación de fusibles o equipos de protección de la red, entre otras posibilidades. También se consideran interrupciones de energía aquellas que duran milisegundos.

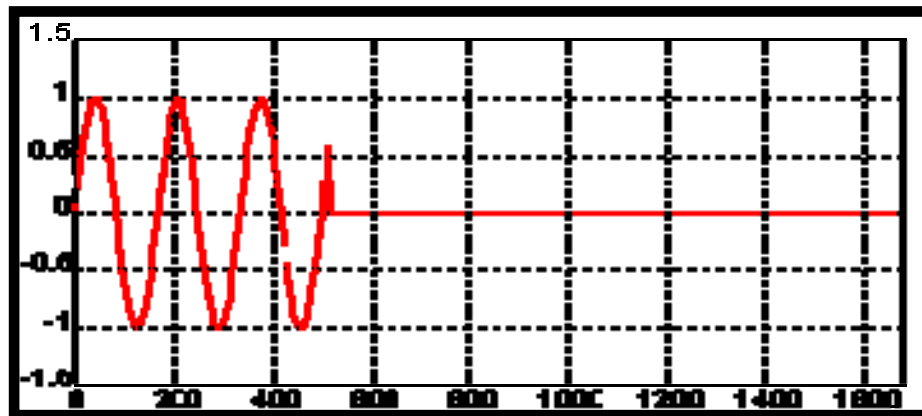


Figura 1-21 Interrupción de energía.

- Ruido eléctrico: Es la distorsión (no necesariamente periódica) de la forma senoidal de la tensión, como se muestra en la figura 1-22. Este es debido a switcheo, transmisores de radio y equipo industrial de arco eléctrico.

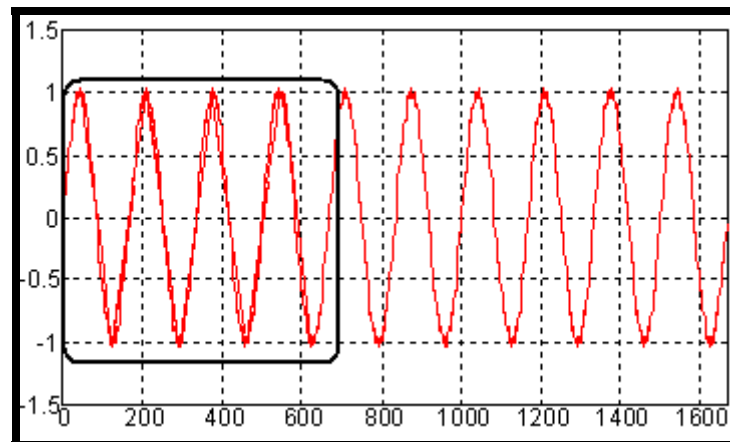


Figura 1-22 Ruido eléctrico.

- Distorsión armónica: Es la distorsión (periódica) de la forma de onda senoidal de la tensión o corriente, como se puede observar en la figura 1-23. Esta es causada por la operación de equipos no lineales como lo son rectificadores y hornos de arco eléctrico. Este es un fenómeno en estado estable.

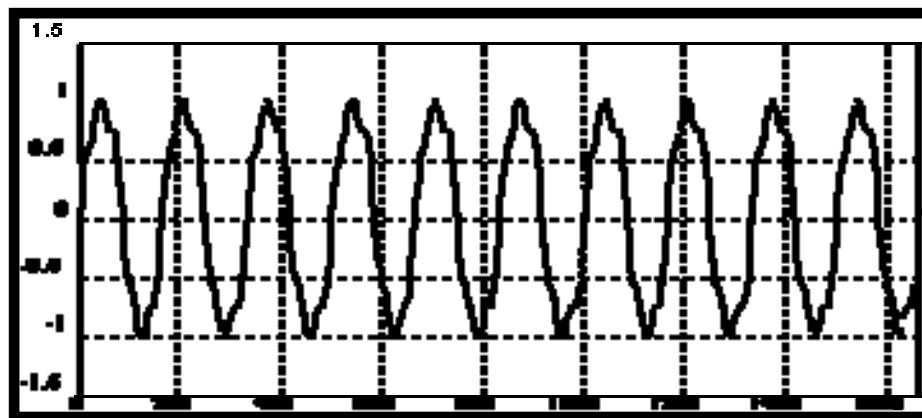


Figura 1-23 Distorsión armónica.

Las armónicas son uno de los problemas más conocidos y que generan una gran cantidad de problemas por el efecto que producen.

Una armónica está definida como una frecuencia múltiplo de la frecuencia fundamental (en este caso 60 Hz). En los sistemas eléctricos se tienen señales periódicas, por ejemplo la tensión. El problema ocasionado por armónicas es una forma de ruido eléctrico, el cual se presenta como la sobre posición de señales en múltiplos de la frecuencia fundamental de la potencia sobre la onda senoidal de la onda fundamental. Las cargas lineales, las que toman corriente en proporción directa de la tensión aplicada, no generan grandes niveles de armónicas, las cargas no lineales toman corriente en pulsos; estas corrientes de pulsos crean caídas de tensión en todo el sistema como resultado de la interacción de la corriente con la impedancia del sistema. Las distorsiones de tensión creadas por las cargas no lineales pueden crear distorsión de la tensión más allá del sistema de cableado de los terrenos de la planta, a través del sistema de la compañía de servicio, en las instalaciones de otro usuario. Las cargas concentradas que generan grandes niveles de terceras armónicas pueden dar lugar a una corriente de neutro mucho más alta que la que normalmente se encuentra en circuitos en los que las corrientes de retorno de las diferentes fases se anulan.

Estas cargas no lineales no se ajustan a la marcha de las corrientes senoidales de las fuentes de suministro de C.A. Por el contrario, recorren estas cargas escarpados pulsos de corriente, típicos de los rectificadores C.A./C.C. Estas ondas de trazado no senoidal están constituidas por la suma de muchas componentes de más elevada frecuencia que son a las que se denomina “corrientes armónicas”, como muestra la figura 1-24.

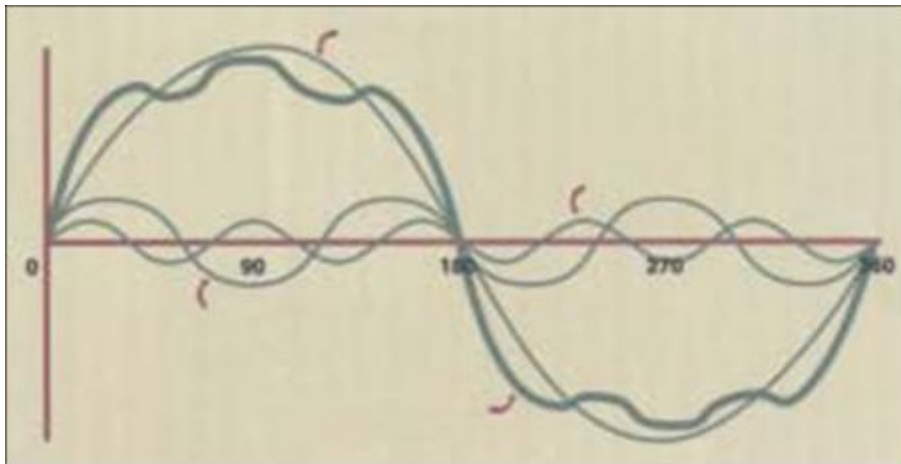


Figura 1-24 Onda distorsionada por presencia de armónicos.

En un sistema trifásico, con neutro distribuido a cuatro hilos, alimentado con cargas no lineales, se encuentran corrientes de secuencia armónica positiva, negativa y cero, mientras que si está distribuido a tres hilos, esto es, con el neutro no distribuido, solamente se observa la presencia de las corrientes armónicas de secuencia positiva y negativa.

Las corrientes armónicas que fluyen a través de las impedancias de una red de distribución ocasionan caídas de tensión armónicas que distorsionan la forma de onda de tensión. Esta distorsión en la forma de onda es particularmente importante en los sistemas de distribución eléctrica de elevada impedancia. Esta desviación anormal de las fuentes de suministro causa fallos prematuros en los equipos y se le denomina “Baja Calidad de la Energía”.

Se presentan sucesos aparentemente misteriosos, que provocan costosas averías en los modernos edificios de oficinas y plantas industriales. Así, transformadores en condiciones



normales de servicio que aparecen sobrecargados, conductores neutros en circuitos perfectamente equilibrados que se calientan de manera exagerada, interruptores automáticos que empiezan a saltar sin que se hayan modificado las condiciones de trabajo.

La causa de estos trastornos permanece oculta después de varios intentos de determinarla. ¿Dónde está el problema? Se puede haber topado con una consecuencia de la existencia de los modernos equipos electrónicos, que por su naturaleza contaminan el sistema regresando ondas de alta frecuencia, generando:

- 1.- Sobrecalentamientos de los conductores neutros
- 2.- Sobrecalentamiento de los conductores y perturbaciones en los interruptores automáticos de los circuitos
- 3.- Sobrecalentamiento y vibraciones en los motores de inducción
- 4.- Sobrecargas de los condensadores de corrección del factor de potencia
- 5.- Sobrecarga de los transformadores de distribución

Para los edificios nuevos y existentes, se requiere de un estudio que nos mostrará la necesidad requerida para la calidad de la energía indicada, la necesidad de acondicionamiento de la energía o de otras acciones antes de instalar equipos eléctricos sensibles. Tales estudios servirán también como puntos de referencia respecto a si varía o no la calidad de la energía con relación al tiempo.

Algunos puntos que nos darán información acerca de cómo es el suministro de la energía, son los siguientes:

- Monitoreo de la calidad de la energía: El monitoreo puede consistir inicialmente en examinar los registros que tenga a mano la compañía de servicio eléctrico. Estos pueden mostrar información acerca de la regulación de la tensión, los niveles de distorsión de armónicas, las interrupciones prolongadas y las momentáneas y otros aspectos de las condiciones de estados estables y transitorios. Las plantas que no puedan tolerar tiempos



muertos por falta de energía, deben establecer un programa continuo de monitoreo de la calidad de la energía, aunado a la adición del equipo necesario para el acondicionamiento de la energía. Un programa de monitoreo de la calidad de la energía correctamente administrado, aumentará la oportunidad de detectar cambios en el ambiente eléctrico antes de que causen problemas de operación en el equipo. El equipo de acondicionamiento de la energía proporcionará protección si pasan desapercibidas algunas perturbaciones.

- Los registros de la compañía de servicio: Proporcionan información relativa a la frecuencia o interrupciones de energía. Sin embargo, aun cuando estos registros parezcan aceptables, esas condiciones pueden ser alteradas por factores externos como pueden ser tempestades o accidentes vehiculares que ponen en riesgo el suministro y la calidad del servicio.
- Las normas internacionales: Proporcionan información referente al control de armónicas, entre las cuales encontramos las siguientes:
 - IEC 36.05 (EUROPA).
 - DIN 57160 (ALEMANIA).
 - G 5/3 (INGLATERRA).
 - AS 2279 (AUSTRALIA).

Las recomendaciones más utilizadas son las expuestas mediante el Estándar 519 del IEEE; “Recomendaciones Prácticas y Requerimientos para el Control de armónicas en Sistemas Eléctricos de Potencia”.

El aumento en el uso de convertidores estáticos, tanto en equipos de control industrial como en aplicaciones domésticas, combinado con el aumento en el uso de los condensadores para el mejoramiento del factor de potencia, han creado problemas generalizados. Debido a lo extenso de estos problemas, ha sido necesario desarrollar técnicas y lineamientos para la instalación de equipos y control de armónicos.



Adicionalmente, las compañías de distribución tienen la responsabilidad de proveer alta calidad de abastecimiento en lo que respecta al nivel de tensión y su forma de onda. La IEEE 519 hace referencia no sólo al nivel absoluto de armónicos producido por una fuente individual sino también, a su magnitud con respecto a la red de abastecimiento.

Se debe tomar en cuenta que la IEEE 519 está limitada por tratarse de una colección de recomendaciones prácticas que sirven como guía tanto a consumidores como a distribuidores de energía eléctrica. Donde existan problemas, a causa de la inyección excesiva de corriente armónica o distorsión de tensión, es obligatorio para el suministrador y el consumidor, resolver estos problemas.

El propósito de la IEEE 519 es el de recomendar límites en la distorsión armónica según dos criterios distintos, específicamente:

1. Existe una limitación sobre la cantidad de corriente armónica que un consumidor puede inyectar en la red de distribución eléctrica.
2. Se establece una limitación en el nivel de tensión armónica que una compañía de distribución de electricidad puede suministrar al consumidor.

Según la región, zona geográfica y/o sistema de distribución, se suelen aplicar distintas normas. En Europa es de obligado cumplimiento la EN50160, normativa que regula la calidad de suministro eléctrico en todo el territorio europeo. En los países anglosajones, las normativas a aplicar son la IEEE 1159 y en materia de armónicos las G5/3. El estándar IEEE 1159 clasifica varios de los fenómenos electromagnéticos descritos en los sistemas de energía, que describen los problemas de la calidad de energía eléctrica: impulsos, oscilaciones, sags, swells, sobretensiones, subtensiones, interrupciones, DC offset, armónicos, interarmónicos, microcortes (notches), ruido, flicker y variaciones de frecuencia. Estos problemas se clasifican según la norma IEEE 1159-1995 en la tabla 1-3.



Categorías		Duración Típica	Amplitud Típica	
Transtóricio	Impulsos	Nanosegundos	< 50 ns	
		Microsegundos	50 ns a 1 ms	
		Milisegundos	> 1 ms	
	Oscilaciones	Alta Frecuencia	5 μs	0 a 4 pu
		Frecuencia Intermedia	20 μs	0 a 8 pu
	Baja Frecuencia	0,3 a 50 ms	0 a 4 pu	
Variación de Pequeña Duración	Instantáneas	Sag	0,5 a 30 ciclos	0,1 a 0,9 pu
		Swell	0,5 a 30 ciclos	1,1 a 1,8 pu
		Interrupción	0,5 ciclos a 3 s	< 0,1 pu
	Momentáneas	Sag	30 ciclos a 3 s	0,1 a 0,9 pu
		Swell	30 ciclos a 3 s	1,1 a 1,4 pu
		Interrupción	3 s a 1 min.	< 0,1 pu
	Temporárias	Sag	3 s a 1 min.	0,1 a 0,9 pu
		Swell	3 s a 1 min.	1,1 a 1,2 pu
		Interrupción Persistente	> 1 min.	0,0 pu
Variación de Luenga Duración	Subtensión	> 1 min.	0,8 a 0,9 pu	
	Sobretensión	> 1 min.	1,1 a 1,2 pu	
Distorsión de la Forma de Onda	Desbalanceo de Tension		Régimen Permanente	0,5 a 2 %
	Offset DC		Régimen Permanente	0,0 a 0,1 %
	Armónicos		Régimen Permanente	0 a 20 %
	Interarmónicos		Régimen Permanente	0 a 2 %
	Notching		Régimen Permanente	0 a 2 %
		Ruido	Régimen Permanente	0 a 1 %
Fluctuación de Tension		Intermitente	0,1 a 7 %	
Variación de Frecuencia		< 10 s		

Tabla 1-3 Tabla de fenómenos electromagnéticos.

La tendencia en México, impulsada por Comisión Federal de Electricidad, es de implantar la norma estándar IEEE-519, aunque hasta ahora sólo ha aparecido una especificación provisional (CFE L0000-45), la cual se basa en dicha norma. Esta especificación entró en vigor a partir del 21 de Abril de 1995 y ahora se encuentra en revisión.

Finalmente podemos decir que para tener un sistema eléctrico de calidad, es necesario una buena planeación aplicable desde la ejecución del proyecto, ya que los ajustes pueden llegar a ser costosos e imprácticos, además se deben tener numerosas consideraciones de los espacios, adaptaciones especiales como generadores de



emergencia, cuartos especiales, aire acondicionado que mantenga a temperatura adecuada los equipos. Algunos equipos por su gran volumen requieren tener pisos reforzados de diseño especial para su instalación o remoción.

Dentro de esta planeación, se debe considerar que las cargas sensibles no deben energizarse de los mismos circuitos que las cargas inductivas grandes, y de interrupción frecuente por ejemplo los elevadores, compresores de aire, etc. Pero también no se debe perder de vista que el tener muchas cargas sensibles pueden llegar a afectar y tener un factor de potencia bajo y las compañías eléctricas ponen sanciones por este tipo de factores; pero aplicando capacitores a estas cargas de tipo inductivo pueden ayudar a generar corrientes reactivas que ayudan a la corrección del factor de potencia.

Una pobre calidad de la energía que sea entregada a los equipos finales dentro del Campus Universitario, puede afectar gran cantidad de investigaciones, por ello es necesario diseñar y proteger la red de distribución lo mejor posible de agentes externos como son las descargas atmosféricas que llegan a generar cortocircuitos, cargas no lineales como los motores, aire acondicionado, equipo de cómputo, el deterioro del propio sistema, etc.

La buena calidad de la energía garantizará el suministro y los niveles de tensión óptimos, menos fallas en el suministro, y los componentes de los sistemas de distribución alargarán su tiempo de vida (transformadores, interruptores, conductores, etc.). Los equipos de instrumentación, investigación, deben ser protegidos por los altos costos que se generan al adquirirlos, costos que se pueden generar al tener fuera el equipo en reparación y costo de su misma reparación.

Algunas fallas en el suministro pueden llegar a atribuirse al propio consumidor como pueden ser mal diseño, variaciones de tensión por industrias grandes cercanas, motores a su arranque, estas variaciones puede ser fácilmente detectable por circuitos resistivos como las lámparas incandescentes variando sus niveles iluminación.



Un sistema de tierras adecuada es básica para garantizar la protección en los sistemas por sobretensiones o sobrecorrientes que puedan dañar la red ya que esta proporciona a nuestro circuito una impedancia baja para que circulen por ella las corrientes de falla a tierra, cuando exista diferencia de potencial entre diversos puntos de la red y la subestación, cuando existan circulación de corrientes a tierra, da mayor confiabilidad en el servicio eléctrico; un gran porcentaje de los problemas que se generan en los sistemas eléctricos es la mala o nula existencia de tierras, mientras cuente con menos impedancia más efectiva será.



CAPITULO 2

EQUIPOS E INSTALACIONES DE UNA SUBESTACIÓN

2.1 Equipo e instalaciones eléctricas

2.1.1 Definiciones de una subestación

El sistema de suministro eléctrico comprende el conjunto de medios y elementos útiles para la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica, este conjunto está dotado de mecanismos de control, seguridad y protección que constituye un sistema integrado que además de disponer de sistemas de control distribuido, está regulado por un sistema de control centralizado que garantiza una explotación racional de los recursos de generación y una calidad de servicio acorde con la demanda de los usuarios, compensando las posibles incidencias y fallas producidas.

Con este objetivo, tanto la red de distribución como las subestaciones asociadas a ella pueden ser propiedad, en todo o en parte y, en todo caso, estar operadas y gestionadas por un ente independiente de las compañías propietarias de las centrales y de las distribuidoras o comercializadoras de electricidad. Asimismo, el sistema precisa de una organización económica centralizada para planificar la producción y la remuneración a los distintos agentes del mercado, como ocurre actualmente en muchos casos en todo el mundo, existen múltiples empresas participando en las actividades de generación, distribución y comercialización.

En la figura 2-1 se puede observar, de manera general, un ejemplo esquematizado de las distintas partes que componen un sistema de suministro eléctrico.

En este caso nos enfocaremos, de manera general, a los equipos eléctricos e instalaciones que conforman los diferentes tipos de subestaciones y con base en esto, posteriormente, poder definir y explicar los elementos que constituyen a las subestaciones de distribución en forma particular.

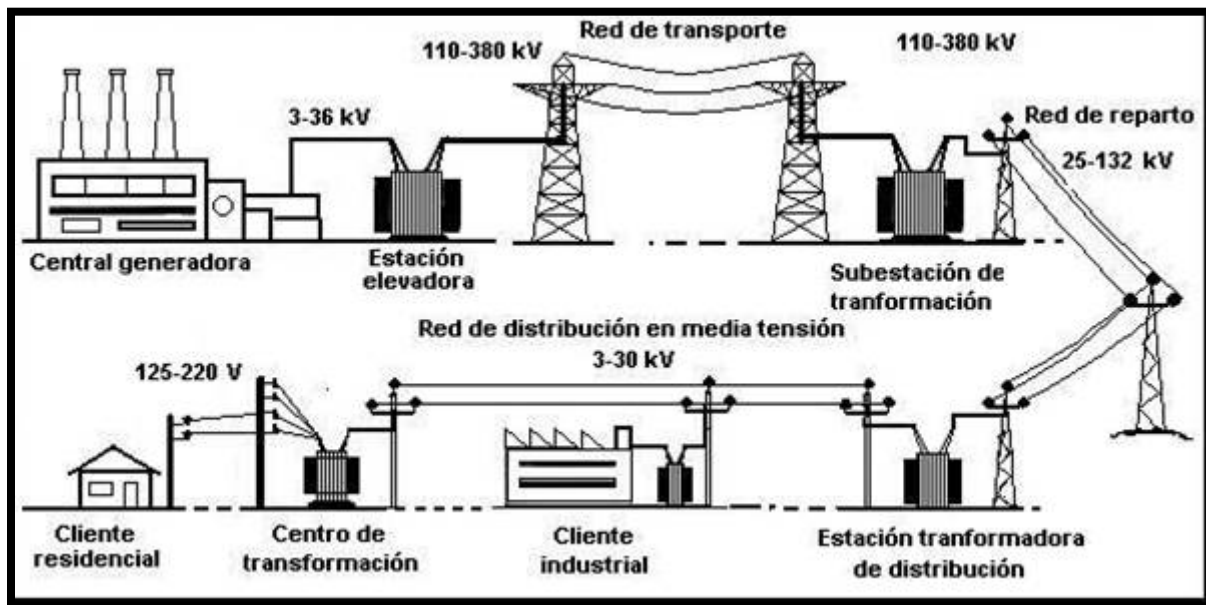


Figura 2-1 Diagrama esquematizado del sistema de suministro eléctrico.

La gran mayoría de los diferentes tipos de subestaciones existentes, poseen aparatos y/o equipos para su correcta operación y maniobra tanto en carga, como sin carga. Por lo regular, el componente principal de una subestación eléctrica, es el transformador de potencia.

En la figura 2-2 se puede apreciar un ejemplo de los principales equipos y de las instalaciones eléctricas que pueden conformar a una subestación de media tensión:

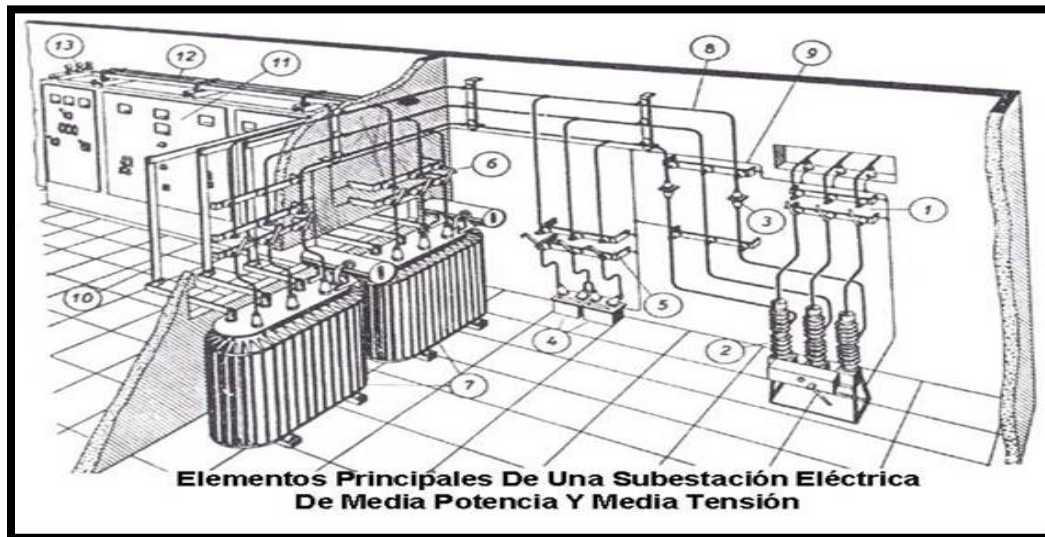


Figura 2-2 Subestación de media tensión.

Descripción de equipos principales:

1. Cuchillas desconectoras.
2. Interruptor.
3. Transformadores de Corriente (TC's).
4. Transformadores de Potencial (TP's).
5. Cuchillas desconectoras para sistema de medición.
6. Cuchillas desconectoras de los transformadores de potencia.
7. Transformadores de potencia.
8. Buses o barras de conexión.
9. Aisladores soporte.
10. Conexión a tierra.
11. Tablero de control y medición.
12. Barras del tablero
13. Sujeción del tablero.

Adicionalmente a esto, en casi todas las subestaciones existen como parte de sus instalaciones los sistemas de canalizaciones, ductos, trincheras, registros eléctricos, y



ventilación adecuados para el paso de los conductores y conectores para la correcta interconexión de los equipos y el mantenimiento de los mismos, todo bajo las diferentes normas aplicables, las condiciones físicas de lugar y las recomendaciones de operación y montaje de los fabricantes.

Por otra parte, también es muy recomendable contar con un adecuado sistema contra incendios, el cual tiene que ser diseñado e instalado dependiendo de las características propias de cada subestación, siguiendo las especificaciones de la **National Fire Protection Association (NFPA)** (Asociación Nacional de Protección contra Incendios) y la NOM-SEDE-001-2005 en su artículo 924-8.

2.1.2 Tipos de subestación

Una subestación eléctrica es un conjunto de máquinas, dispositivos y circuitos, que forman parte de un sistema eléctrico de potencia; sus funciones principales son: transformar tensiones y derivar circuitos, permitiendo el control del flujo de energía, brindando seguridad para el sistema eléctrico, para los mismos equipos y para el personal de operación y mantenimiento.

Las subestaciones a una cierta tensión se construyen por lo general, conectando los mismos equipos o aparatos, en varias formas; y la diferencia, cuando la hay, estriba únicamente en la cantidad y arreglo de estos componentes. Existen algunas diferencias impuestas; ya sea por las características funcionales y por condiciones ambientales; como pueden ser las distintas naturalezas y dimensiones del terreno, las diferentes condiciones meteorológicas, así como los distintos niveles de contaminación o el área donde se ubica. Las subestaciones se pueden denominar de acuerdo con el tipo de función que desarrollan, en tres grupos:



1. -Subestaciones vareadoras de tensión que se divide en dos subgrupos
 - Subestación elevadora: Subestación de transformación en la cual la potencia de salida de los transformadores está a una tensión más alta que la potencia de entrada. Las subestaciones elevadoras se ubican en las inmediaciones de las centrales de generación eléctrica, para aumentar la tensión de salida de sus generadores y permitir la transmisión de energía eléctrica a grandes distancias en forma económica.
 - Subestación Reductora: Estación de transformación en la cual la potencia que sale de los transformadores tiene una tensión más baja que la potencia de entrada. Este tipo de subestaciones se encuentran ubicadas, cerca de las poblaciones y de los consumidores. Las subestaciones eléctricas reductoras reducen el nivel de tensión para que sea útil para su uso por medianos consumidores (fábricas, centros comerciales, hospitales, etc.). Dicha reducción tiene lugar entre tensiones de transporte (400-115kV) a tensiones de distribución.
2. Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito: Estas subestaciones tienen como finalidad interconectar diferentes líneas de transmisión o circuitos, directamente entre sí, si son de la misma tensión; o mediante transformadores si son de tensión diferente.
3. Subestaciones mixtas (mezcla de las dos anteriores).

Por otra parte, de acuerdo con la potencia y tensión que manejan las subestaciones se pueden agrupar en:

- Subestaciones de sub-transmisión. Entre 230 y 115kV.



- Subestaciones de distribución primaria. Entre 115 y 23 kV.
- Subestaciones de distribución secundaria. Menor de 23 kV.

Las subestaciones, también se pueden clasificar por el tipo de instalación, por ejemplo:

- Subestaciones tipo intemperie.
- Subestaciones de tipo interior.
- Subestaciones tipo blindado.

Subestaciones tipo intemperie: Generalmente se construyen en terrenos expuestos a la intemperie, y requiere de un diseño de aparatos y máquinas capaces de soportar el funcionamiento bajo condiciones atmosféricas adversas (lluvia, viento, nieve, etc.) por lo general se utilizan en los sistemas de alta tensión.

Subestaciones tipo interior: En este tipo de subestaciones los aparatos y máquinas están diseñados para operar en interiores, son pocos los tipos de subestaciones tipo interior y generalmente son usados en las industrias.

Subestaciones tipo blindado: En estas subestaciones los aparatos y las máquinas están bien protegidos, y el espacio necesario es muy reducido, generalmente se utilizan en fábricas, hospitales, auditorios, edificios y centros comerciales, por lo regular se utilizan en tensiones de distribución.

2.2 Subestaciones eléctricas de distribución

Las subestaciones de distribución son la fuente de suministro de energía para la distribución en el ámbito local, para seleccionar los sitios de usuarios o aún para un cliente



específico. La función principal de este tipo de subestación es reducir la tensión del nivel de transmisión o de subtransmisión a los niveles de distribución.

Haciendo referencia a las características y tipos de sistema de distribución, la norma de CFE L0000-02, en su inciso 2.6 indica lo siguiente:

“...La distribución secundaria o de baja tensión, se realiza con transformadores de distribución monofásicos 2 ó 3 hilos y trifásicos 4 hilos.

La distribución primaria o de mediana tensión, se realiza en conexión estrella aterrizada en la subestación. Si a partir de ésta se llevan 3 conductores de fase, se tiene un sistema 3 fases - 3 hilos. Si a partir de la subestación se llevan 3 conductores de fase y el neutro, se tiene un sistema de 3 fases - 4 hilos, denominado también sistema multiaterrizado.

La subtransmisión y transmisión se realiza en conexión estrella aterrizada en la subestación, teniéndose un sistema de 3 fases - 3 hilos...”⁽⁴⁾

Para alcanzar estos objetivos, las subestaciones emplean varios dispositivos de seguridad, conmutación, regulación de tensión y de medida. Este tipo de subestaciones se ubican generalmente en o cerca del centro del área de carga, ya sea al interior o al exterior (expuesto) y operados manual o automáticamente. Estas subestaciones también pueden ubicarse cerca de una fábrica grande o dentro de un edificio de gran altura para satisfacer las demandas de sus clientes de elevada carga.

Las estaciones de distribución contienen muchos componentes, dentro de los que se incluyen transformadores de potencia, interruptores y reguladores de tensión. Los transformadores de potencia son el corazón de la subestación de distribución, los cuales ejecutan la tarea principal de reducir las tensiones de subtransmisión a los niveles de distribución. Los interruptores se colocan entre los circuitos de distribución y la barra de baja

⁴ Especificación CFE L0000-02 “Tensiones de Sistemas de Distribución, Subtransmisión y Transmisión”



tensión para la protección de la subestación durante las condiciones de falla o de picos de tensión. Los reguladores de tensión se instalan en serie en cada circuito de distribución si los transformadores de potencia no están equipados con la capacidad de cambiar los tap's que permiten la regulación de la tensión de barra.

Las tensiones nominales y los límites de las tensiones nominales preferentes en los sistemas eléctricos según con las normas y especificaciones de CFE, están dados de acuerdo a lo indicado en las tablas 2-1 y 2-2.

Preferente (kV)	Restringidas (kV)	Congeladas (kV)
0.120	85	2.4
0.127	138	4.4
0.220	161	6.9
0.240		11.8
13.8		20
23		44
34.5		60
69		66
115		70
230		90
400		95
		150

Tabla 2-1 Tensiones nominales de sistemas eléctricos ⁽⁵⁾

⁵ Especificación CFE L0000-02 "Tensiones de Sistemas de Distribución, Subtransmisión y Transmisión"

DISTRIBUCIÓN			
Tensión Nominal (V)	Tipo de Sistema	Tensión de Servicio Mínima (V)	Tensión de Servicio Máxima (V)
120 / 240	1 fase, 3 hilos	108 / 216	132 / 264
240 / 120	3 fases, 4 hilos	216 / 108	284 / 132
220 / 127	3 fases, 4 hilos	198 / 114	242 / 140
13,800	3 fases, 3 ó 4 hilos	12,420	15,180
23,000	3 fases, 3 ó 4 hilos	20,700	25,300
34,500	3 fases, 3 ó 4 hilos	31,050	37,950

Tabla 2-2 Límites de las tensiones nominales de sistemas eléctricos ⁽²⁾

Las subestaciones de distribución se clasifican de acuerdo con las características mostradas en la figura 2-3; Ubicación de los Centros de Consumo y Tipo de Construcción de la Subestación.

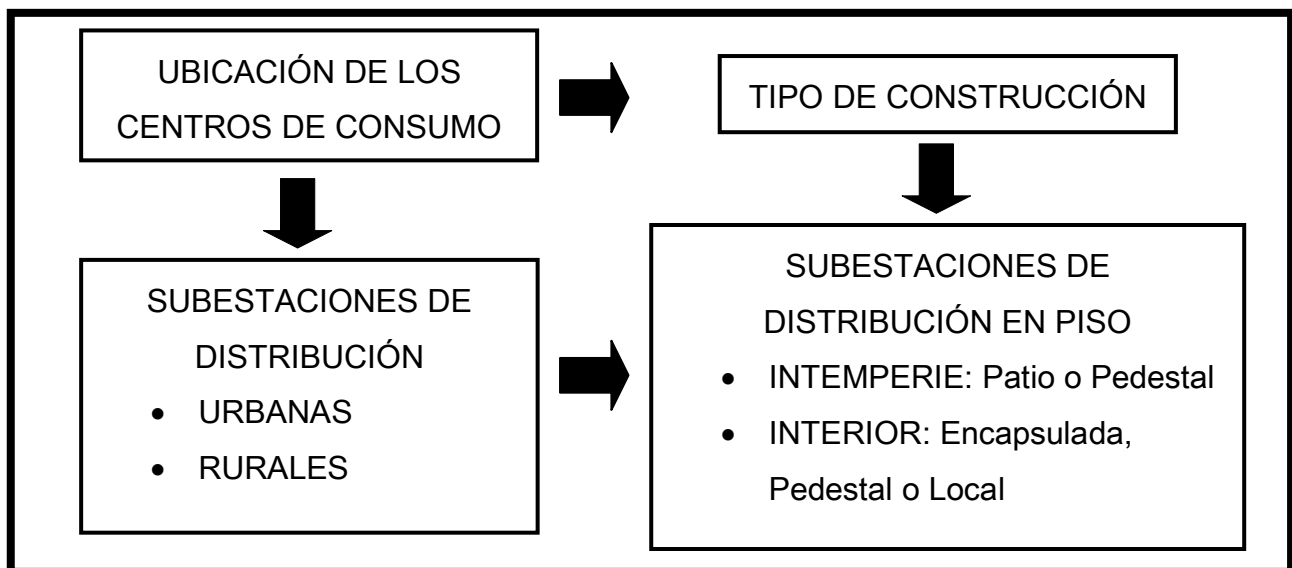


Figura 2-3 Clasificación de las subestaciones de distribución



2.2.1 Principales elementos constitutivos de una subestación

2.2.1.1 Transformador de potencia

Un transformador es un dispositivo eléctrico sin partes en movimiento, que por inducción electromagnética transforma la energía eléctrica de uno o más circuitos a la misma frecuencia con valores combinados de tensión y corriente. Un transformador de potencia está constituido por diferentes partes, siendo las principales:

El núcleo: Es el circuito magnético que transfiere la energía de un circuito a otro. Está constituido por laminaciones de acero, montadas para proporcionar un circuito magnético continuo con entrehierro mínimo.

Los devanados: Estos constituyen los circuitos de alimentación y carga; pueden ser de uno, dos o tres fases. Su función es crear un campo magnético (en el devanado primario), e inducir una fuerza electromotriz (en el devanado secundario o terciario). Las bobinas pueden ser construidas de cobre o aluminio (alambre, barras o placas) su forma dependerá del tipo de transformador del que se trate.

Tanque, recipiente o cubierta: Es un elemento indispensable en el transformador cuyo medio de refrigeración no es el aire; sin embargo, puede llegar a prescindir de él en casos especiales, su función es radiar el calor producido en el transformador.

El tanque es la parte pasiva de un transformador, es donde se aloja la parte activa (núcleo, devanados, cambiador de derivaciones y el bastidor), se utiliza en los transformadores cuya parte activa va sumergida en líquidos, este debe ser hermético, soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente, proteger eléctrica y mecánicamente el transformador, ofrecer puntos de apoyo para su transporte y montaje, así



como, poder soportar a todos los accesorios con los que pudiera contar como boquillas, enfriadores, bombas de aceite, ventiladores, etc.

Boquillas terminales: Son los aisladores terminales de las bobinas de alta y baja tensión que se utilizan para atravesar el tanque o la tapa del transformador ⁽⁶⁾ y conectar los devanados de alta y baja tensión con sus respectivos circuitos. Permiten el paso de la corriente del transformador evitando que exista fuga indebida de ella, protegiéndolo así contra el flameo.

Conmutadores: Los conmutadores, cambiadores de derivación, o Tap's son los elementos destinados a cambiar la relación de entrada y salida, con el objeto de regular la tensión de un sistema o la transferencia de energía activa o reactiva entre los sistemas de potencia interconectados. Estos dispositivos pueden ser de operación manual o automática, pueden instalarse del lado de alta o de baja tensión dependiendo de la capacidad y tensión del equipo.

Equipos Auxiliares: Son los aparatos que nos indican el estado en que se encuentra tanto el transformador, como los niveles de aceite la temperatura, la presión, los niveles de tensión y demás accesorios, como las bombas los ventiladores, los controles y alarmas.

2.2.1.2 Interruptor de potencia

“El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, así como bajo condiciones de corto circuito...El interruptor debe ser capaz de interrumpir corrientes eléctricas de intensidades y

⁶ Diseño de Subestaciones Eléctricas, José Raúl Martín, UNAM Facultad de Ingeniería, 2da. edición



factores de potencia diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de amperes a las inductivas de varias decenas de kilo amperes (cortocircuito)".⁷

Los interruptores en caso de apertura, deben asegurar el aislamiento eléctrico del circuito y deben ser capaces de disipar la energía producida por el arco eléctrico entre sus contactos sin sufrir daño. "...El interruptor está diseñado para extinguir el arco al alargarlo y enfriarlo. El hecho de que la corriente de arco de corriente alterna (c.a.) pase de manera natural por cero dos veces durante su ciclo de 60Hz ayuda al proceso de extinción del arco. Los interruptores se clasifican como interruptores de potencia cuando se destinan a circuitos de c.a. arriba de 1500V y como interruptores de baja tensión en circuitos de c.a. de hasta 1500V. Hay diferentes tipos de interruptores que dependen del medio: aire, aceite, gas de Hexafluoruro de Azufre (SF_6) o vacío, en el que se alarga el arco. También el arco puede alargarse ya sea por una fuerza magnética o un soplo de aire".⁸

Algunos interruptores cuentan con un dispositivo de restablecimiento automático de alta velocidad. Puesto que la mayoría de las fallas son temporales y se despejan por sí mismas, el restablecimiento se basa en la idea de que si un circuito se desenergiza durante un corto tiempo, es probable que, cualquiera que sea la causa de la falla, el arco ionizado en la falla ya se desintegró y disipó. Para los sistemas de distribución en los que la desconexión de clientes es la mayor preocupación, los dispositivos de restablecimiento normales se preparan para accionarse dos o más veces. Si la falla persiste y se cierra de nuevo el interruptor sobre ella, éste interrumpe de nuevo la corriente de falla y luego se bloquea, lo cual requerirá que un operador restablezca su funcionamiento.

⁷ Ibíd.

⁸ Sistemas de Potencia, Análisis y Diseño, J. Duncan Glover / Mulukutla S. Sarma, 3ra. Ed., Editorial Thomson



2.2.1.3 Apartarrayos

Son dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales que limitan la amplitud de las sobretensiones ocasionadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalanceo de sistemas ⁽⁹⁾, evitando dañar a otros equipos o las instalaciones eléctricas. En condiciones normales se comporta como un aislador y solo cuando le es aplicada una sobretensión de “gran magnitud” se comporta como un conductor.

Las funciones con las cual debe de cumplir el apartarrayos son:

- Descargar las sobretensiones cuando su magnitud llega al valor de la tensión de descarga de diseño.
- Conducir a tierra las corrientes de descarga producidas por las sobretensiones.
- Debe desaparecer la corriente de descarga al desaparecer las sobretensiones.
- No debe operar con sobretensiones temporales, de baja frecuencia.
- La tensión residual debe ser menor que la tensión que resisten los aparatos que protegen.

La función del apartarrayos no es eliminar las ondas de sobretensión presentadas durante las descargas atmosféricas, sino limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales para las máquinas y demás equipos del sistema. Las ondas que presentan durante una descarga atmosférica viajan a la velocidad de la luz y dañan al equipo si no se tiene protegido correctamente, para la protección del mismo se deben tomar en cuenta: las descargas directas sobre la instalación y las descargas indirectas. Las sobretensiones originadas por descargas indirectas se deben a que se almacenan sobre las líneas cargas electrostáticas que al ocurrir la descarga se parten en dos y viajan en ambos sentidos de la línea a la velocidad de la luz.

⁹ Diseño de Subestaciones Eléctricas, José Raúl Martín, UNAM Facultad de Ingeniería, 2da. Edición



2.2.1.4 Cuchillas seccionadoras, corta circuitos y fusibles

Las cuchillas son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien para darles mantenimiento.

Las cuchillas pueden abrir circuitos con tensión nominal pero nunca cuando esté fluyendo corriente a través de ellas. Antes de abrir un juego de cuchillas siempre deberá abrirse primero el interruptor correspondiente. ⁽¹⁰⁾

Este tipo de protección se conecta en serie con el circuito. Existen cuchillas individuales, es decir, una cuchilla para cada fase, y cuchillas de operación en grupo.

Por la forma en la que operan se pueden clasificar en:

- Cuchillas desconectadoras (con y sin conexión de puesta a tierra).
- Cuchillas fusibles.

Cuchillas Seccionadoras: se encuentran sostenidas mecánicamente y pueden operarse ya sea automática o manualmente. Por sus características de seguridad y operación, pueden llegar a tener una conexión física de puesta a tierra, que se conectará automáticamente cuando la cuchilla se abra. Para restablecer basta con volverlas a conectar mediante su control motorizado, manualmente o bien con ayuda de una pértiga. ⁽¹¹⁾

Las cuchillas desconectadoras son llamadas también seccionadores y realizan la función de interrumpir los circuitos de una subestación como medida de protección o desvío

¹⁰ Diseño de Subestaciones Eléctricas, José Raúl Martín, UNAM Facultad de Ingeniería, 2da. Edición.

¹¹ <http://www.maciasweb.com/uia/instind/Centros%20de%20carga%20y%20transformadores.ppt>



del circuito. La gran mayoría está conformada por las siguientes partes (aunque pueden variar dependiendo de cada fabricante y su uso para diferentes tensiones):

- Contacto fijo: Diseñado para trabajo rudo, puede tener un recubrimiento de plata.
- Multicontacto móvil: Localizado en el extremo de las cuchillas, con recubrimiento de plata y muelles de respaldo que proporcionan cuatro puntos de contacto independientes para óptimo comportamiento y presión de contacto.
- Cámara interruptiva: Asegura la interrupción sin arco externo. Las levas de las cuchillas y de la cámara interruptiva están diseñadas para eliminar cualquier posibilidad de flameo externo.
- Cuchillas: Fabricadas con doble solera de cobre. La forma de su ensamble proporciona una mayor rigidez y alineación permanente, para asegurar una operación confiable.
- Contacto de bisagra: Sus botones de contacto troquelado y plateados en la cara interna de las cuchillas, en unión con un gozne plateado giratorio y un resorte de presión de acero inoxidable, conforman un diseño que permite combinar óptimamente la presión de contacto, evitando puntos calientes pero facilitando la operación y estabilidad de las cuchillas.
- Aisladores tipo estación: De porcelana, dependiendo del tipo de seccionador varía el número de campanas.
- Base acanalada: De acero galvanizado de longitud variable, con varios agujeros y ranuras para instalarse en cualquier estructura.



- Cojinete: De acero, con buje de bronce que proporciona una operación suave. No requiere mantenimiento y resiste la corrosión.
- Mecanismo de operación: Permite una amplia selección de arreglos de montaje para diferentes estructuras.

La maniobra de operación con estas cuchillas implica abrir antes los interruptores de potencia que las cuchillas en el caso de desconexión. Y cerrar antes las cuchillas y después los interruptores en el caso de conexión¹².

Cuchillas fusibles o cortacircuitos fusibles: Este tipo de cuchillas abre por medio de resorte, al presentarse una sobre corriente mediante el uso de un listón fusible. El listón o elemento fusible se funde, liberando el mecanismo de resorte y abriendo la cuchilla al producirse una sobrecorriente liberando la falla y protegiendo al sistema. El elemento fusible está calibrado para que con determinada corriente alcance su punto de fusión e interrumpa el paso de la corriente eléctrica a través de él.

Para restablecer es necesario reponer el elemento fusible a la cuchilla y volver a conectar. Las cuchillas fusibles son por lo general de operación unipolar, en caso de fundirse únicamente una fase, ésta es repuesta y no necesariamente se tienen que abrir las demás fases. (Ver figura 2-4).

En la fabricación de cortacircuitos para zonas de contaminación y corrosión se emplean herrajes resistentes a estas condiciones. Los tubos porta-fusibles (canillas) son intercambiables entre diferentes marcas de cortacircuitos para una misma tensión. La especificación aplicable de CFE para todos los cortacircuitos es la NRF-029.

¹² <http://www.mayecen.com/new/cat1/IUSA.pdf>



Figura 2-4 Ejemplo de cortacircuitos fusibles

Un juego de fusibles de alta tensión, en su parte fundamental, está formado por tres polos cada uno de ellos, a su vez, está formado por una base metálica, una o dos columnas de aisladores que pueden ser de porcelana o de resina sintética y cuya altura fija el nivel básico de impulso a que trabaja el sistema. Sobre los aisladores se localizan dos mordazas, dentro de las cuales entra a presión el cartucho del fusible. Al fundirse el elemento fusible se generan gases a presión dentro del cartucho del fusible que se proyectan hacia el exterior del tubo. El gas a presión está formado por el aire que se encuentra dentro del cartucho, que se expande bruscamente por efecto del calor del arco eléctrico y que al ser expulsado produce la extinción del arco al pasar por cero la onda de corriente.¹³

De acuerdo con su capacidad de ruptura, lugar de instalación y costo, se pueden utilizar diferentes tipos de fusibles, entre los más conocidos se encuentran los siguientes: Expulsión y Limitadores de corriente.

¹³ Diseño de Subestaciones Eléctricas, José Raúl Martín, UNAM Facultad de Ingeniería, 2da. Edición.



2.2.1.5 Transformadores de instrumento

Se denominan transformadores de instrumento aquellos que se emplean para la alimentación del equipo de medición, control y protección, su función principal es reducir a escala las magnitudes de tensión y corriente que se utilizan para la protección y medición de los diferentes circuitos de un sistema eléctrico. Estos se dividen en transformadores de corriente y transformadores de potencial; los primeros se conectan en serie con la línea, mientras que los de potencial se conectan en paralelo, entre dos fases o entre fase y neutro. Ambos pueden ocuparse para protección y/o medición.

Transformadores de corriente (t.c.´s): Los transformadores de corriente se utilizan para tomar muestras de corriente de la línea y reducirla a un nivel seguro y medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida, u otros dispositivos de medida y control.

Los valores nominales de los transformadores de corriente se definen como relaciones de corriente primaria a corriente secundaria. Unas relaciones típicas de un transformador de corriente podrían ser 600 / 5, 800 / 5, 1000 / 5. Los valores nominales de los transformadores de corriente son de 5 A y 1 A.

El primario de estos transformadores se conecta en serie con la carga, y la carga de este transformador está constituida solamente por la impedancia del circuito que se conecta a él. De manera ideal, el secundario de un T.C. debe estar conectado a un dispositivo sensor de corriente con impedancia cero, de modo que toda la corriente secundaria del T.C. fluya por el dispositivo sensor.

Por su tipo de construcción los T.C.´s pueden dividirse en los siguientes tipos:

Tipo primario devanado: Consta de dos devanados primarios y secundarios totalmente aislados y montados permanentemente sobre el circuito magnético.



Tipo barra: Es similar al tipo primario devanado, excepto en que el primario es un solo conductor recto de tipo barra.

Tipo toroidal (ventana): Tiene un devanado secundario totalmente aislado y montado permanentemente sobre el circuito magnético y una ventana a través de la cual puede hacerse pasar un conductor que proporciona el devanado primario.

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

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

El desempeño de un T.C. se basa en la capacidad para entregar una corriente de salida secundaria que reproduzca con precisión la corriente primaria y su desempeño se determina por la corriente más alta que se puede reproducir sin que la saturación cause grandes errores.¹⁴

Transformador de potencial (t.p.): Es un transformador devanado especialmente, con un primario de alta tensión y un secundario de baja tensión. Tiene una potencia nominal muy baja y su único objetivo es suministrar una muestra de tensión del sistema de potencia, para que este sea medido con los instrumentos adecuados.

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

¹⁴ Sistemas de Potencia, Análisis y Diseño, J. Duncan Glover / Mulukutla S. Sarma, 3ra. Ed., Editorial Thomson



El primario de un transformador de potencial se conecta en paralelo con el circuito de potencia y en el secundario se conectan los instrumentos o aparatos de medición y protección.

Para escoger la potencia nominal de un TP, se suman las potencias que consumen las bobinas de todos los aparatos conectados en paralelo con el devanado secundario, más las pérdidas por efecto de las caídas de tensión que se producen en los cables de alimentación, sobre todo cuando las distancias entre los transformadores y los instrumentos son importantes, y se selecciona el valor nominal inmediato superior a la cifra obtenida como se indica en la tabla 2-3.

Cargas normales para transformadores de potencial según normas ANSI C.57.13					
Cargas normales		Características con base en 120 V y 60 Hz			
Designación	VA	f.p.	Resistencia ohms	Inductancia henrys	Impedancia ohms
W	12.5	0.10	115.2	3.042	1152
X	25	0.70	403.2	1.092	576
Y	75	0.85	163.2	0.268	192
Z	200	0.85	61.2	0.101	72
ZZ	400	0.85	30.6	0.0554	36
M	35	0.20	82.6	1.07	411

Tabla 2-3 Precisiones Normalizadas en Transformadores de Potencia

2.2.1.6 Barras colectoras y buses

Se llaman barras colectoras al conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conexiones comunes de los diferentes circuitos de que consta una subestación eléctrica. Los circuitos que se conectan o derivan de las barras colectoras pueden ser generadores, líneas de transmisión, banco de transformadores, etc. El elemento principal de que se componen



las barras colectoras es el conductor eléctrico, conocido comúnmente como Bus. En una subestación se pueden tener uno o varios juegos de barras que agrupen diferentes circuitos en uno o varios niveles de tensión, dependiendo del propio diseño de la subestación. Las barras colectoras están formadas principalmente por los siguientes elementos:

- Conductores eléctricos
- Aisladores
- Conectores y herrajes

Los tipos de barras normalmente usados son:

- Cables
- Tubos
- Soleras

2.2.1.7 Cables de control

Son el conjunto de cables que alimentan a los circuitos de medición, control y protección que forman parte de los circuitos auxiliares de baja tensión de una subestación.

Aunque los cables de control y protección representan un pequeño porcentaje del costo de una subestación, es de suma importancia su selección e instalación, desde el punto de vista de simplicidad y confiabilidad en el cableado y mantenimiento de la subestación eléctrica.

Los cables de control, por lo regular, están contruidos por varios conductores de cobre, y se encuentran aislados individualmente.



2.2.1.8 Tableros de control y protección

Los tableros de una subestación son una serie de dispositivos que tienen por objeto soportar los aparatos de control, medición y protección, tales como: controladores, interruptores, relevadores, buses mímicos, indicadores luminosos, switches y alarmas. Los tableros pueden incluir dispositivos de desconexión, así como dispositivos de protección de los circuitos que alimentan a otros sistemas.¹⁵

De acuerdo a lo que indica la especificación para tableros de protección, control y medición para subestaciones eléctricas CFE V6700-62, los esquemas de protección, control y medición contenidos en las secciones tipo deben cumplir con lo indicado a continuación¹⁶ :

- Detectar fallas en líneas de transmisión, líneas de distribución en alta y media tensión, barras, equipo primario y alguna otra condición peligrosa o intolerable.
- Deben iniciar o permitir acciones de apertura de interruptores y proveer las señales de alarma para aislar o prevenir fallas en los equipos, tanto para sus interruptores asociados, como aquellos en otras secciones tipo (locales o remotos) que requieren ser abiertos con el fin de aislar completamente la falla.
- Debe supervisar cada una de las bobinas de disparo de los interruptores proporcionando una alarma en caso de que la bobina se encuentre abierta. La supervisión debe ser continua cuando el interruptor esté abierto o cerrado.
- Supervisar el desbalance de tensión en las barras y entregar una alarma local y remota (SCADA).

¹⁵ http://www.ul-mexico.com/industry/es_ulla_industry_industrialcontrol.aspx

¹⁶ Especificación CFE V6700-62 "Tableros de Protección, Control y Medición para Subestaciones Eléctricas"



- Supervisar la alimentación de cada circuito de disparo, de cierre y de cada relevador de protección, mediante un relevador de baja tensión (27), mismo que en caso de pérdida de tensión, debe entregar una alarma local y remota (SCADA).
- Señalizar local y remotamente como alarma los siguientes eventos: operación de los relevadores de protección; falta de tensión en los circuitos de alimentación; operación de las protecciones mecánicas del equipo primario.
- Permitir aislar los disparos, locales y remotos, y salidas de control de cada uno de los equipos que conforman la sección tipo, con el fin de supervisar su comportamiento mediante terminales de “block” de pruebas en el frente de la sección tipo.
- Permitir la medición e inyección de tensiones y corrientes, a los equipos que conforman la sección tipo que cuenten con entradas para estas señales, mediante “blocks” de prueba.

Estos “block’s” deben, como medida de seguridad, al insertar la peineta y en forma automática sin necesidad de puentes externos, realizar lo siguiente:

- Abrir los circuitos de potencial.
- Cortocircuitar automáticamente los circuitos de corriente.
- Permitir aislar los disparos, locales y remotos relacionados al equipo asociado a la peineta.
- Permitir aislar los comandos de cierre y apertura.

2.2.2 Tablero de distribución

En general los tableros son equipos eléctricos de una instalación, que concentran dispositivos de protección y de maniobra o comando, desde los cuales se puede proteger y



operar toda la instalación o parte de ella. La cantidad de tableros que sea necesario para el comando y protección de una instalación se determinará buscando salvaguardar la seguridad y tratando de obtener la mejor funcionalidad y flexibilidad en la operación de dicha instalación, tomando en cuenta la distribución y finalidad de cada uno de los recintos en que estén subdivididos el o los edificios componentes de la propiedad.

De la misma forma los tableros de distribución, permiten proteger y operar directamente los circuitos en que está dividida una instalación o parte de ella; estos pueden ser alimentados desde un tablero general, un tablero general auxiliar o directamente desde el empalme o acometida. Atendiendo a la utilización de la energía eléctrica controlada desde un tablero, éstos se pueden clasificar en¹⁷:

- Tableros de Alumbrado.
- Tableros de Fuerza.
- Tableros de Calefacción.
- Tableros de Control, etc.

Los tableros de distribución consisten en paneles sencillos o conjuntos de paneles en los que se montan, por delante y/o por detrás, uno o varios de los siguientes elementos: barras, interruptores, dispositivos de protección contra sobrecorriente, elementos de conexión, e instrumentos y pueden estar equipados con interruptores para accionamiento de circuitos de alumbrado, calefacción o fuerza. Los tableros de distribución en baja tensión son diseñados para instalación en gabinetes o cajas o montados sobre la pared y son accesibles solo por su frente. La construcción del tablero de distribución debe permitir la identificación clara y duradera de cada uno de los circuitos.

¹⁷ http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SECNORMATIVA/electricidad_norma4/tableros.pdf



En la instalación de estos tableros se deben conectar a tierra:

- Los marcos de las estructuras de soporte.
- Las estructuras internas que soporten elementos de conmutación.
- Los instrumentos, relés, medidores y transformadores de medida.

En cuadros o tableros de distribución utilizados como equipo de acometida se debe instalar dentro del mismo un puente de conexión equipotencial para conectar, en el lado de suministro, el conductor puesto a tierra de la acometida. Igualmente se deben conectar equipotencialmente todas las secciones de los cuadros de distribución.

Todo tablero de distribución cuya capacidad sea inferior o igual a 200 Amperes o cuyo alimentador tenga un dispositivo de protección de capacidad nominal inferior o igual a 200 Amperes, no necesitará de dispositivos de operación o protección general. En caso de que varios tableros de distribución sean alimentados desde un alimentador común y las protecciones de este tengan una capacidad superior a 200 Amperes, cada tablero de distribución deberá llevar dispositivos de operación y protección generales, aunque su capacidad individual sea inferior a 200 Amperes.

Todo tablero del cual dependan más de seis alimentadores deberá llevar un interruptor general o protecciones generales que permitan operar sobre toda la instalación en forma simultánea.

En un tablero de distribución en que se alimentan circuitos de distintos servicios, tales como fuerza, alumbrado, calefacción u otros, las protecciones se deberán agrupar ordenadamente ocupando distintas secciones del tablero. Se colocarán protecciones generales correspondientes a cada servicio cuando las condiciones de seguridad y funcionamiento lo requieran, como se muestra en la tabla 2-4.



Para el caso de los tableros de distribución de alumbrado no deberán colocarse más de 42 dispositivos de protección distintos a las protecciones generales. Una protección bipolar se considerará como dos dispositivos de protección y una protección tripolar como tres.

Capacidad Máxima de Barras (A)	No. de Polos	Dimensiones Máximas (mm)		
		Alto (H)	Ancho (W)	Profundidad (D)
125	12	680	510	150
	18	680	510	150
250	30	980	510	150
	42	1130	510	150
	54	1290	510	150
400	30	1290	510	150
	42	1440	510	150
	54	1590	510	150
600	30	1290	510	150
	42	1440	510	150
	54	1590	510	150

Tabla 2-4 Tableros de Alumbrado y Distribución NF o equivalente para interruptores derivados¹⁸

2.2.3 Banco y cargador de baterías

El acumulador o banco de baterías es un dispositivo capaz de transformar una energía potencial química en energía eléctrica y viceversa. Se compone esencialmente de dos electrodos sumergidos en un electrolito donde se producen las reacciones químicas debidas a la carga o descarga¹⁹.

¹⁸ Especificación LFC-GPR-057 "Tablero de Alumbrado y Distribución con Zapatas Principales

¹⁹ <http://sustainable-tech.inf.um.es/informacion.html#baterias>



La batería es un conjunto de celdas conectadas en serie y su tensión nominal viene dada por la suma de las tensiones de cada una de las celdas. Las baterías según el tipo de electrolito pueden ser ácidas o alcalinas.

De acuerdo con la especificación de LyFC para los bancos de baterías Plomo-Ácido y Alcalinas se tiene lo siguiente²⁰:

“...Los bancos de baterías deben de proporcionar las tensiones dentro de los límites indicados

MINIMA (V)	NOMINAL (V)	MÁXIMA (V)
42	48	55.92
105	125	139.8

Tabla 2-5 Tensión del sistema de C.D.

Banco de baterías: Dos o más baterías secundarias que están conectadas en serie y/o paralelo, que se utilizará como fuente de energía eléctrica de corriente directa...”

La capacidad nominal de un banco de baterías se expresa en Amper-hora (AH), considerando un régimen de descarga de 8 h., una temperatura de 25 °C, una tensión final por batería de 1.75V y una densidad específica de 1.210 kg/l, para baterías del tipo plomo-ácido.

El número de baterías por banco, correspondientes a cada tipo de baterías y tensión de operación debe ser como se indica en la tabla 2-6:

²⁰ Especificación LCF-ING-018 “Banco de Baterías de Plomo – Ácido y Alcalinas”



Tensión de Flotación del Sistema (V)	Plomo - Ácido	Alcalinas
125	60	104
48	24	40

Tabla 2-6 Número de baterías por banco

La densidad específica del electrolito debe ser:

- Para baterías tipo plomo-ácido de 1.210kg/l a 25°C
- Para baterías tipo alcalino de 1.180kg/l a 25°C

Las tensiones de flotación por batería, para los diferentes tipos de bancos, deben ser las siguientes:

- Para baterías tipo plomo-ácido de 2.15 a 2.17 V/Batería
- Para baterías tipo alcalino de 1.38 a 1.45 V/Batería (níquel-cadmio)

Las tensiones de igualación por batería, para los diferentes tipos de bancos, deben ser las siguientes:

- Para baterías tipo plomo-ácido de 2.33 V/Batería
- Para baterías tipo alcalino de 1.52 a 1.55 V/Batería (níquel-cadmio)

La tensión final de descarga al régimen especificado para cada tipo baterías, debe ser la siguiente:

- Para baterías tipo plomo-ácido de 1.75 V/Batería
- Para baterías tipo alcalino de 1.14 V/Batería (níquel-cadmio)



El cargador de baterías debe ser filtrado y regulado a base de rectificadores de silicio controlado o tiristores (SCR), que suministre carga continua en flotación, o carga periódica de igualación. La frecuencia nominal de alimentación debe ser de 60 Hz, el cargador debe de operar normalmente con variaciones de ± 3 Hz.

El cargador de baterías debe suministrar carga de igualación o carga de flotación, así mismo, al alimentar a los equipos que se le conecte. El cambio de tensión de flotación a igualación y viceversa debe ser automático y el control de cambio de tensión debe ser mediante el censado de la corriente alimentada a la batería.

Las capacidades que se mencionan del cargador de baterías en la tabla 2-7, son considerando un tiempo máximo de recarga de la batería de 8 horas y sobre la base de la siguiente fórmula de cálculo:

$$C = \frac{(AHa8h)x(1.1)}{T} + L$$

En donde:

C = Capacidad del cargador.

AH a 8 h = Capacidad de la batería a 8 h

1.1 = Constante de eficiencia.

L = Carga constante conectada al cargador.

T = Tiempo máximo de recarga de la batería.



Capacidad de la batería (AH)	Capacidad requerida del cargador de baterías (A)
50	6
100	12
120 a 160	25
200 a 360	50
400 a 580	75
650 a 720	100
790 a 1060	150
1126 a 1370	175
1520	200
1670 a 1820	250
1980 a 2130	300

Tabla 2-7 Capacidad de batería y capacidad de cargador recomendada²¹

El glosario de términos mas comúnmente utilizados para los bancos y cargadores de baterías es el siguiente²²:

Batería: Dispositivo constituido por celdas electroquímicas que almacena y proporciona energía eléctrica de corriente continua.

Carga de flotación: Es la carga permanente a baja corriente, aproximadamente igual a las pérdidas internas y suficientes para mantener la batería en condiciones de carga completa.

Carga de igualación (Carga rápida para baterías selladas): Es la carga prolongada hasta un punto tal que se asegure la completa recuperación de la capacidad de la batería.

²¹ Especificación CFE V7200-48 "Cargador De Baterías"

²² Norma NRF-196-PEMEX-2008 "Cargador y Banco de Baterías"



Cargador de Baterías: Equipo electrónico con alimentación de corriente alterna, que entrega corriente directa a una demanda continua o intermitente y además suministra corriente para cargar las baterías.

Distorsión armónica: Es el grado de deformación de una onda sinusoidal, causada por frecuencias armónicas. Generalmente se expresan en tanto por ciento.

Electrolito: Es la solución acuosa en la cual la corriente circula en virtud del movimiento de los iones, producto de la reacción química.

Límite de corriente: Es el valor especificado de corriente de salida de la fuente de alimentación, que no es sobrepasado gracias al empleo de un limitador de corriente fijo o ajustable.

2.2.4 Sistema de tierras y pararrayos

De acuerdo con la Norma “NRF-011-CFE-2004” los sistemas de tierras deben de “proveer un medio seguro para proteger al personal que se encuentre dentro o en la proximidad del Sistema de Tierra o de los equipos conectados a tierra, de los riesgos de una descarga eléctrica debida a condiciones de falla o por descarga atmosférica”²³.

Los principales objetivos del diseño de la red de tierras, en las plantas y en subestaciones, son; para la protección y para el correcto funcionamiento de los sistemas. Las funciones principales de una red de tierras son:

²³ Norma de Referencia de CFE “NRF-011-CFE-2004 Sistemas de tierra para plantas y subestaciones eléctricas” inciso (a) del punto 5.1 Generalidades



- Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, ya sean debidas a una falla en los equipos, por maniobras o por descargas atmosféricas.
- Evitar que durante la circulación de estas corrientes de tierra, puedan producirse potenciales que pongan en peligro al personal y a los demás equipos.
- Facilitar mediante sistemas de relevadores la eliminación de las fallas a tierra en los sistemas eléctricos.
- Dar mayor continuidad y confiabilidad al servicio eléctrico.

Los límites de corriente tolerables por el cuerpo humano y sus efectos sobre el mismo se pueden apreciar en la tabla 2-8.

Corriente que atraviesa el cuerpo humano (mA)	EFFECTOS
Hasta 1	Imperceptible para el hombre.
2 a 3	Sensación de hormigueo.
3 a 10	El sujeto consigue generalmente desprenderse del contacto (liberación). La cantidad de corriente no es mortal.
10 a 50	La corriente no es mortal si se aplica durante intervalos decrecientes a medida que aumenta su intensidad, de lo contrario los músculos de la respiración se ven afectados por calambres que pueden provocar la muerte por asfixia.
50 a 500	Corriente decididamente peligrosa, en función del contacto que da lugar a la fibrilación cardíaca (funcionamiento irregular del corazón con contracciones muy frecuentes). Posible defunción del sujeto.
Más de 500	Decrece la posibilidad de fibrilación, pero aumenta el riesgo de muerte por parálisis de los centros nerviosos o a causa de fenómenos secundarios.

Tabla 2-8 Efectos de la corriente que atraviesa el cuerpo humano



La misma Norma de Referencia de CFE, hace las siguientes definiciones a tomar en consideración:

- **Aterrizamiento:** Conector a tierra de sistemas, circuitos o aparatos con el propósito de establecer un circuito de retorno por el suelo y para mantener su potencial al potencial del suelo.
- **Conductor de Puesta a Tierra:** Conductor utilizado para conectar una estructura metálica, un equipo o el circuito puesto a tierra (que puede ser el neutro de un transformador o de un generador) al electrodo para tierra.
- **Corriente a Tierra:** Corriente que fluye hacia o fuera de la tierra o sus equivalentes que sirven como tierra.
- **Electrodo Artificial:** Cuerpo metálico o de material conductor de fabricación especial que puede contener componentes químicos.
- **Electrodo Auxiliar para Tierra:** Elemento conductor cuya función primaria es conducir la corriente de falla a tierra, hacia el suelo.
- **Electrodo para Tierra:** Conductor embebido en el suelo y utilizado para coleccionar la corriente a tierra o para disipar la corriente de tierra hacia el suelo.
- **Electrodo Primario para Tierra:** Electrodo específicamente diseñado o adaptado, para descargar las corrientes de falla a tierra, hacia el suelo, frecuentemente en patrones de descarga específicos según requiera el diseño del sistema de Tierra.
- **Malla de tierra:** Sistema de electrodos horizontales para tierra, que consiste de un número de conductores desnudos interconectados, enterrados en el suelo,



proporcionando una tierra común para los dispositivos eléctricos o estructuras metálicas, usualmente ubicados en un lugar específico.

Las mallas enterradas horizontalmente cerca de la superficie del suelo, son también efectivas para controlar los gradientes de potencial superficial. Una malla para tierra típica, usualmente se complementa con un número de electrodos verticales (varillas para tierra) y pueden ser conectadas posteriormente a los electrodos auxiliares de tierra a fin de bajar su resistencia con respecto a la tierra remota.

- Resistencia Eléctrica del Cuerpo Humano: Es la resistencia eléctrica medida entre extremidades, esto es, entre una mano y ambos pies, entre ambos pies o entre ambas manos.
- Sistema de Tierra: Comprende a todos los dispositivos de tierra interconectados dentro de un área específica.

Como recomendaciones para los elementos principales del sistema de tierra se indican las siguientes:

- La malla para tierra enterrada, debe colocarse a una profundidad que usualmente varía de (0,3 – 1,5) m, sin ser esto limitativo puesto que puede depender del tipo de terreno.
- Los electrodos verticales (varillas para tierra) deben de estar conectados a la malla para tierra y clavados verticalmente en el terreno, se recomienda al menos un electrodo vertical en cada esquina de la malla para tierra.



- Todos los conectores y conductores de puesta a tierra, a través de los cuales se hace la conexión a tierra de las partes de la instalación y del equipo, deben ser puestos a tierra incluyendo las estructuras metálicas.
- Los conectores aprobados de acuerdo a IEEE pueden ser soldables, mecánicos o a compresión, de tal forma que la temperatura de fusión en la unión no sea menor a la temperatura de fusión del conductor que se conecte y que la unión no se deteriore por el medio ambiente en que se instale.



CAPITULO 2.- EQUIPOS E INSTALACIONES DE UNA SUBESTACIÓN





CAPITULO 3

NORMATIVIDAD APLICABLE AL MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES

La necesidad de llevar a cabo el mantenimiento integral de las subestaciones en el Campus Universitario, como parte de la infraestructura eléctrica de las entidades y dependencias universitarias, es una actividad fundamental y su importancia radica en poder proporcionar la energía eléctrica que requieren sus instalaciones en adecuadas condiciones de calidad, eficiencia y seguridad, para ello se requiere conservar en óptimo estado a los equipos que la conforman.

Esta conservación se debe planear en un programa de mantenimiento, de acuerdo a las operaciones, pruebas y análisis eléctricos de los elementos que conforman una subestación; planeando las soluciones y adquisiciones respectivas.

Esto podrá permitir que la planeación del mantenimiento a las subestaciones pueda incluirse y ajustarse a los objetivos y prioridades de los planes institucionales, a las previsiones contenidas en los programas y presupuestos anuales y como respuesta aprovechar mejor sus recursos de su actividad principal la docencia y la investigación, permitiéndole a la Universidad mantener el nivel de competitividad y adaptabilidad que la caracteriza, al dinamismo de su propio entorno, cumpliendo además con la atención de temas también importantes como son la ecología y la seguridad estratégica de sus propias instalaciones.



3.1 Normatividad del mantenimiento

Durante la vida de los equipos eléctricos, desde su instalación, pasando por su vida útil y hasta su disposición final, se deben cumplir con normatividades establecidas al respecto, las cuales pueden ser desde aquellas que son proporcionadas por el fabricante para su instalación, funcionamiento y mantenimiento de los equipos (manuales), relacionadas con la garantía, pasando por los estándares instituidos por la industria "...con motivo de regular las actividades desempeñadas por la industria y en las cuales se pueden establecer, entre otros: la terminología, la clasificación, las directrices, las especificaciones, los atributos, las características, los métodos de prueba o las prescripciones aplicables a un producto"²⁴, hasta las que son de índole legal, como pueden ser las de protección del medio ambiente o de medidas de seguridad.

El desarrollo de los trabajos de mantenimiento a las subestaciones eléctricas de Ciudad Universitaria, deben ser realizadas de acuerdo a estándares y/o normas, ya sean nacionales o internacionales, como las emitidas por el **Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos) (IEEE)**, la NFPA y las normas nacionales como las expedidas de la Secretaria de Energía (SENER), Secretaria del Trabajo y Previsión Social (STPS) y Secretaria del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), ya que servirán de base para la elaboración del manual de mantenimiento. Estas normatividades más que verlas como un lastre por cumplir, deben ser vistas como reglas mínimas de seguridad, ya que disminuyen los riesgos de accidentes y velan por la seguridad e integridad de las personas que dan mantenimiento a las subestaciones, además de garantizar un buen funcionamiento de los equipos, teniendo como resultados un servicio eléctrico con la calidad necesaria y requerida por los objetivos, programas y actividades que tiene la Universidad.

²⁴ Portal de la Secretaria de Economía. Normalización <http://www.economia.gob.mx/?P=204>



3.2 Normas técnicas de industria

3.2.1 Las normas NOM

Las Normas Oficiales Mexicanas o NOM's, son una regulación técnica, expedida por dependencias normalizadoras competentes. Los pasos que sigue la normatividad mexicana en los procesos de normalización son: representatividad, consenso, consulta pública, modificación y actualización; para la elaboración de las normas nacionales se consultan las normas internacionales por ejemplo las elaboradas por el Institute Electrical and Electronic Engineers y normas elaboradas por otros países europeos.

Como resultado de esta normalización, en nuestro país existe una norma que "...responde a las necesidades técnicas que requiere la utilización de las instalaciones eléctricas en el ámbito nacional."²⁵, elaborada por el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Instalaciones Eléctricas (CCNNIE), esta norma es la NOM-SEDE-001-2005, cuyo objetivo establece "...las especificaciones y lineamientos de carácter técnico que deben satisfacer las instalaciones destinadas a la utilización de la energía eléctrica, a fin de que ofrezcan condiciones adecuadas de seguridad para las personas y sus propiedades".²⁶

El alcance de esta norma contempla a las instalaciones destinadas para la utilización de la energía eléctrica en:

Propiedades institucionales, cualquiera que sea su uso, públicas y privadas, y en cualquiera de los niveles de tensiones eléctricas de operación, incluyendo las utilizadas para el equipo eléctrico conectado por los usuarios.

²⁵ Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones Eléctricas (utilización), pág. 2. D.O.F. Lunes 13 de marzo de 2006

²⁶ *Ibíd.*, 3



Subestaciones, líneas aéreas de energía eléctrica y de comunicaciones e instalaciones subterráneas.

3.2.2 Las normas NEC 70 y 70B

Las normas, NEC por sus siglas en inglés de **National Electrical Code (Código Eléctrico Nacional)**, son desarrolladas por la NFPA, de los Estados Unidos de Norteamérica, las cuales tienen como misión "... reducir el riesgo provocado por el fuego y otros peligros mediante el desarrollo y la promoción de un consenso de códigos y normas..."²⁷. Dentro de las normas desarrolladas por esta asociación, encontramos dos de sumo interés para el mantenimiento de las subestaciones y sus elementos, las normas NFPA 70 y NFPA 70B.

El propósito del código NFPA 70 es el de "...la protección de las personas y los bienes, de los riesgos derivados de la utilización de la electricidad..."²⁸, dentro del alcance que marca la propia norma, tenemos la instalación de los equipos eléctricos, conductores, equipos y conductos; la señalización de conductores, equipo, y pasillos, de las siguientes áreas:

- Subestaciones
- Instalaciones de conductores y equipos que se conectan para el suministro de electricidad.

De la misma manera el código NFPA 70B establece las prácticas recomendadas a seguir al mantenimiento preventivo de los sistemas y equipos eléctricos, y que no está destinado a duplicar o sustituir las instrucciones que los fabricantes suelen ofrecer. Este código da recomendaciones para un eficiente Programa de Mantenimiento Preventivo (PMP),

²⁷ Portal de la NFPA: About Us <http://www.nfpa.org/>

²⁸ NFPA 70 National Electrical Code, Edition 2008, pág.70-21.



cuya intención es explicar aquellos beneficios tanto directos como indirectos derivados de una buena administración del PMP, y donde podemos encontrar también una guía inicial de los intervalos de mantenimiento que requieren los equipos. Estos elementos son muy necesarios, puesto que pueden ser tomados como referencia para elaborar el manual de mantenimiento de las subestaciones universitarias.

El tomar como referencia estas dos normas, se deriva de que estas, además de considerar estudios técnicos, se encuentran referidas a la normatividad de la Internacional Electrical Code (Código Eléctrico Internacional, IEC).

3.2.3 Las normas IEC.

La Comisión Electrotécnica Internacional es la principal organización mundial que prepara y publica normas internacionales para todos los aparatos eléctricos, electrónicos y nuevas tecnologías. Estas sirven como base para la elaboración de normas nacionales, y algunos de sus objetivos son:

- Cumplir los requisitos del mercado mundial de manera eficiente.
- Mejorar la calidad de los productos y servicios amparados por sus normas.
- Contribuir a la mejora de la salud humana y la seguridad.
- Contribuir a la protección del medio ambiente.

3.3 Las normas de seguridad en el mantenimiento

La electricidad es peligrosa, sin duda todos sabemos que es mortal, la seguridad es una palabra que se asocia con peligro, cuando se presentan accidentes se habla de seguridad, de **normas de seguridad**. Es por ello que el trabajo que se realiza en una



subestación, cualquiera que este sea, debe ser siempre realizado bajo estrictas normas de seguridad.

El objetivo de las normas de seguridad son "... la protección de las personas durante la instalación, operación o mantenimiento relacionado con el suministro eléctrico y equipos asociados"²⁹, y contienen las disposiciones básicas que se consideran necesarias para la seguridad de las personas.

Todo personal que labore en el mantenimiento de la subestación debe saber que de acuerdo a la NOM-029-STPS-2005, las instalaciones eléctricas pueden "...desencadenar la liberación de energía por el contacto, falla o aproximación a partes energizadas, por ejemplo: arcos eléctricos, chispas de origen eléctrico o explosión de dispositivos eléctricos, y que puedan provocar daños a la salud e integridad física".³⁰

Es por ello que se requiere que el personal que labore en el mantenimiento, debe tener tres características muy específicas, como son:

- Ordenado: Seguir paso a paso, lo establecido en la orden de trabajo y en los formatos de mantenimiento del equipo, desde su llegada a las instalaciones, para poder desarrollar únicamente las actividades encomendadas siempre en beneficio de su salud y seguridad.
- Responsable: Esto conlleva a que debe cumplir con el uso de la ropa y equipo de seguridad durante el trabajo, así como de llevar consigo los materiales solicitados para llevar a cabo el mantenimiento preventivo, los cuales corresponden a los requeridos en la orden de trabajo.

²⁹ National Electrical Safety Code (NESC®), pág. 45.

³⁰ Norma Oficial Mexicana NOM-029-STPS-2005, Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo - Condiciones de seguridad, pág. 4



- Trabajo en equipo: Una actividad mal desempeñada o desobediencia para ejecutarla pueden **costarle la vida** a una persona o al conjunto que estén laborando.

Debe contar con conocimientos básicos de electricidad, ya que el mantenimiento de las subestaciones conlleva el realizar lecturas de los parámetros de tensión, corriente, resistencia, entre otros. En general, es deseable que los trabajadores que laboren en el mantenimiento, cumplan con el perfil estipulado en la Norma Técnica de Competencia Laboral CMEC0424.01, Mantenimiento de Sistemas Eléctricos, del Consejo Nacional de Normalización y Certificación de Competencias Laborales, y cuyo propósito es el de “describir la competencia de un trabajador en el desempeño de sus actividades para mantener en operación equipos eléctricos que garanticen el suministro de energía eléctrica a equipos en instalaciones de la empresa”.³¹

El personal debe además contar y conocer los procedimientos de actividades a desarrollar, el diagrama unifilar y al menos el cuadro general de cargas correspondientes a la zona donde se realizará el mantenimiento, indicaciones para identificar las instalaciones eléctricas que representen mayor peligro, los procedimientos de seguridad que incluyan medidas de seguridad necesarias para impedir daños al personal expuesto y las acciones que se deben aplicar antes, durante y después en los equipos o áreas donde se realizarán las actividades de mantenimiento;

Dentro de la normatividad nacional contamos con normas que se encargan de la seguridad y protección de personal que realiza el mantenimiento de las subestaciones, estas son: la Norma Oficial Mexicana NOM-029-STPS-2005, Mantenimiento de las Instalaciones Eléctricas en los centros de trabajo - Condiciones de seguridad y la NOM-017-STPS-2001, Equipo de protección personal - selección, uso y manejo en los centros de trabajo. Otra

³¹ Norma Técnica de Competencia Laboral CMEC0424.01, Mantenimiento de sistemas eléctricos. Consejo Nacional de Normalización y Certificación de Competencias Laborales, pág. 1.



norma de referencia es la **National Electrical Safety Code (Código Nacional de Seguridad en Instalaciones Eléctricas)** (NESC®), la cual es elaborada por el Institute of Electrical and Electronics Engineers.

3.4 Normas ambientales

Un aspecto importante que no debemos perder de vista, es la generación de desechos o residuos durante el proceso del mantenimiento;

Los residuos son definidos como: “Material o producto cuyo propietario o poseedor desecha y que se encuentra en estado sólido, o semisólido, o es un líquido o gas contenido en recipientes o depósitos, y que pueden ser susceptibles de ser valorizado o requiere sujetarse a tratamiento o disposición final”.³² Durante el mantenimiento de las subestaciones se pueden generar desechos que pueden resultar peligrosos si su manejo no es el adecuado y se considera como peligroso porque posee propiedades inherentes o intrínsecas que le confieren la capacidad de provocar corrosión, reacciones, explosiones, toxicidad o incendios alterando la calidad del aire, suelos y agua, así como que entre en contacto con los organismos acuáticos o terrestres y con los seres humanos.

Como ejemplos de estos materiales en una subestación tenemos el askarel, que está considerado como bifenilo policlorado (BPC)³³, y el cual cuenta disposiciones muy bien establecidas en la NOM-133-ECOL-2000, encontramos también a los elementos embebidos con esta sustancia, como son los trapos y estopas. Están considerados en esta lista los capacitores, los cuales para poderlos desechar deben cumplir también la normatividad.

³² La Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos, pág. 5

³³ “Acuerdo por el que se dan a conocer los formatos en los que la industria nacional debe declarar el volumen y tipo de generación de residuos peligrosos, señalado en el Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente” Instituto Nacional de Ecología, Pág. 2



Tenemos dos elementos más que pueden ser usados en una subestación: el aceite mineral y el gas Hexafluoruro de Azufre o denominado también gas SF₆, en el caso de los aceites, esto pueden ser reciclados y "...el costo de este proceso es menor que la adquisición de material nuevo..."³⁴; sin embargo, debido a los bajos volúmenes que se manejan en el Campus Universitario, es recomendable su enajenación, mientras esto ocurra, se puede almacenar temporalmente en instalaciones establecidas en el artículo 15 del Reglamento de la Ley General de Ecología LGEEPA, en materia de residuos peligrosos.

Lo que respecta el SF₆, este es un gas incoloro, inodoro, inflamable, no tóxico ni corrosivo, aunque puede provocar asfixia en lugares poco ventilados³⁵, por lo cual nunca debe almacenarse este gas en habitaciones o lugares cerrados. Aunque este gas tiene muchas propiedades que lo hacen ideal para ser usado como dieléctrico, también presenta un inconveniente, y es que se puede descomponer en otros gases, los cuales pueden ser altamente tóxicos y provocar ardor en ojos, nariz y garganta. Un problema medioambiental generado por este gas, es que una vez liberado, es un "...agente intensificador del efecto invernadero..."³⁶, **por lo cual se considera como un agente colaborador del calentamiento global.**

3.5 Mantenimiento eléctrico

La NFPA 70B en su artículo 4.1.1 dice que tan pronto como una subestación ha sido instalada, el proceso de deterioro inicia, y que este es un proceso normal y muchas de las fallas durante este son evitables. Después de instalar los equipos, es necesario que sean revisados y mantenidos, pues el proceso de deterioro puede causar un mal funcionamiento o

³⁴ Manejo de Solventes y aceites gastados en las centrales de potencia de la C.F.E. Dr. Alberto Jaimes Paredes. Instituto Nacional de Ecología

³⁵ NFPA 70B Recommended Practice for Electrical Equipment Maintenance 2002 Edition p.70B-31

³⁶ Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes (EPER-ESPAÑA)



una falla eléctrica, incluso, este deterioro puede deberse y ser acelerado por factores como el medio ambiente o la sobrecarga de los equipos; con un eficaz Programa Eléctrico de Mantenimiento (PEM) se puede identificar y reconocer a estos factores y proporcionar datos valiosos que nos permitan actuar ante ellos, evitando algún fallo en las subestaciones, teniendo como consecuencia la interrupción de la energía eléctrica.

Además, del deterioro normal, hay otros posibles problemas en los equipos que pueden ser detectados y corregidos a través de PEM. Entre ellos están los cambios de carga, que pueden ir variando con el tiempo, ya sea por el aumento de la carga o bien por modificaciones en los circuitos de distribución, lo cual implica revisar si los equipos tienen la capacidad de responder a la nueva demanda o la de realizar modificaciones a los dispositivos de protección ante las nuevas condiciones de la carga. La norma NFPA 70B explica detalladamente en sus capítulos 4, 5 y 6 las ventajas y beneficios económicos, de planeación y efectividad de llevar a cabo un programa de mantenimiento.

Sin un programa de mantenimiento, se corre el riesgo de tener una grave falla eléctrica y sus consecuencias para la Universidad serían costosísimas, pues podría implicar el poner en riesgo investigaciones sumamente importantes al dejar de suministrarse energía eléctrica, sobre todo a los Institutos con los que cuenta Ciudad Universitaria.

Ahora bien, el valor y los beneficios de una buena gestión de un PEM podemos dividirlos en dos categorías: El más directo y mensurable, es el económico el cual se deriva de la reducción de costo de las reparaciones; y el segundo, el cual es difícil de cuantificar pero su existencia es real y tiene que ver con la mejoría en la seguridad.

3.5.1 El mantenimiento a las subestaciones de C.U.

Una de las consideraciones para llevar a cabo el Programa Eléctrico de Mantenimiento en las subestaciones eléctricas, es reducir al mínimo los riesgos de accidentes del personal,



así como el consumo de energía en todas las instalaciones de Ciudad Universitaria, cumpliendo con las normativas vigentes.

Para llevar el objetivo a cabo, el programa debe considerar tres aspectos importantes:

- **Planificación:** una planificación cuidadosa es la clave para el éxito económico de un programa de mantenimiento. Con una planificación adecuada, los costos de mantenimiento serán mínimos. En este proceso encontramos el plan general de mantenimiento, que consta de los estudios y análisis de los equipos eléctricos y del sistema, los cuales nos dicen ¿a qué equipo le corresponde el mantenimiento? ¿Qué tipo de mediciones o mantenimiento le corresponde?, con base en esto podemos programar las prioridades, así como las inspecciones y pruebas de rutina adecuadas. Podemos contemplar la cantidad de personal que se requiere para cada una de las actividades, el material necesario y el tiempo que requerirá llevar el mantenimiento.
- **Proceso de mantenimiento:** Es aquí donde desglosaremos que actividades serán llevadas a cabo para realizar el mantenimiento, todas estas actividades deben de estar especificadas en una orden de trabajo. Las actividades que se realicen y que tengan que ver con cualquier situación de medición, deberán ser anotadas en los formatos requeridos para ello. También pueden realizarse anotaciones de situaciones que puedan resultar anómalas, y que estén fuera de la orden de trabajo, pero sin intervenir, en ellas. En este proceso se debe contar con personal responsable y calificado y todo el material necesario para la ejecución de los trabajos.
- **Análisis y resguardo de la información:** La evaluación e interpretación de resultados de las inspecciones y pruebas de los formatos llenados durante el proceso de mantenimiento, nos arrojarán información necesaria que servirá para prescribir acciones correctivas a los equipos de las subestaciones., y será una retroalimentación a nuestro proceso de planeación. La conservación completa de todos los datos, permitirá tener un panorama completo acerca de la subestación con el paso del



tiempo, pudiendo incluso permitir crear normas más específicas a las condiciones de la Universidad.

Otro de los aspectos para lograr el objetivo del mantenimiento es el cumplimiento de lo estipulado en las normas establecidas para una subestación. En ellas se establecen puntos muy específicos sin los cuales podemos poner no sólo en riesgo el programa de mantenimiento, sino además la seguridad del personal que interviene en este. De acuerdo a la NOM-0001-SEDE-2005, en su artículo 924, entre los puntos que debe contar una subestación tenemos los siguientes:

En general, los locales y espacios en que se instalen subestaciones deben:

- Tener restringido y resguardado su acceso para evitar la entrada de personas no calificadas.
- Tener un acceso y salida libre de obstáculos, indicando una ruta de evacuación. La puerta debe tener fijo en la parte exterior y en forma completamente visible, un aviso con la leyenda: "PELIGRO ALTA TENSIÓN ELÉCTRICA".
- No emplearse como almacenes, talleres o para otra actividad que no esté relacionada con el funcionamiento y operación del equipo.
- Mantenerse limpios de polvo o pelusas combustibles y de gases inflamables o corrosivos.
- Tener ventilación adecuada y mantenerse secos.
- Tener pisos planos, firmes y con superficie antiderrapante, evitando que haya obstáculos en los mismos y con una pendiente (se recomienda una mínima de 2,5%) hacia las coladeras del drenaje.
- Colocar extintores, tantos como sean necesarios en lugares convenientes y claramente marcados, situando dos, cuando menos, en puntos cercanos a la entrada de las subestaciones.



- Tener niveles de iluminación mínima sobre la superficie de trabajo, para locales o espacios, de acuerdo a la tabla 3-1:

Tipo de lugar	Iluminancia (lx)
Frente de tableros de control con instrumentos, diversos e interruptores, etc.	270
Parte posterior de los tableros o áreas dentro de tableros “dúplex”	55
Pupitres de distribución o de trabajo	270
Cuarto de baterías	110
Pasillos y escaleras (medida a nivel de piso)	55
Alumbrado de energía, en cualquier área	11
Áreas de maniobra	160
Áreas de tránsito de personal y vehículos	110
General	22

Tabla 3-1 Niveles de iluminación mínima sobre la superficie de trabajo

La norma NOM-001-SEDE-2005 en su artículo 110-21, al igual que la NFPA en su artículo 400.13 mencionan que a todo equipo eléctrico debe colocarse el nombre del fabricante, la marca comercial u otra descripción mediante la cual se pueda identificar a la empresa responsable del producto. Debe tener otras marcas que indiquen la tensión eléctrica, la corriente eléctrica, potencia u otras características nominales, La identificación debe ser de duración suficiente para que soporte las condiciones ambientales involucradas. Por esto es necesario identificar a todo el equipo eléctrico en subestaciones y para ello se recomienda pintarlo y numerarlo, usando placas, etiquetas o algún otro medio que permita distinguirlo fácilmente, tanto respecto de su funcionamiento como del circuito al que pertenece. Esta identificación no debe colocarse sobre cubiertas removibles o puertas que puedan ser intercambiadas.



3.5.2 Mantenimiento a transformadores

Los transformadores son de los elementos más importantes en una subestación y deben ser los más confiables. Cuando no se encuentran sobrecargados y no tienen ningún otro problema fuera de este, el servicio que debe proporcionar debe ser excelente.

Los transformadores puede dividirse en dos categorías de acuerdo a su medio de aislamiento y construcción en: tipo líquido y seco. Cada uno de ellos requiere de diferentes técnicas de mantenimiento, pero en general se les pueden aplicar las mismas pruebas.

La frecuencia de inspección debe basarse en la importancia del transformador, el entorno operativo, y la gravedad de las condiciones de carga. La inspección regular de acuerdo a la Recommended Practice for Electrical Equipment Maintenance de la NFPA 70B, en su capítulo noveno, debe incluir datos de carga de corriente, tensión, nivel de líquidos, temperatura, es decir sus condiciones generales.

Debido a la variedad en transformadores, tipos, tamaños y usos, se deben seguir las recomendaciones del fabricante. Pero en general para realizar una inspección incluso esta sea externa la norma 70B en 9.2.7, indica que se debe verificar lo siguiente:

- Exista y esté en buenas condiciones su conexión a tierra. Si se requiere realizar un procedimiento más amplio que un examen visual externo, entonces es necesario llevar a cabo la desconexión del transformador.
- Para garantizar la desconexión del transformador es necesario poner elementos, tanto físicos como de señalización, para evitar una re-energización inesperada con resultados potencialmente peligrosos para el personal y/o equipo.



Una vez realizadas estas acciones básicas de seguridad podemos realizar en general, las siguientes actividades mencionadas por la norma 70B en sus artículos 9.2 y 9.3:

- Inspeccionar todas las conexiones para detectar signos de sobrecalentamiento y corrosión. Los aisladores deben ser inspeccionados para buscar grietas que puedan fracturarlos.
- Cualquier superficie se debe limpiar ante signos visibles de contaminación o depósitos de suciedad. Si se presentan fugas, estas deben ser reparadas.
- El dispositivo que evita la sobrepresión del tanque debe ser inspeccionado para asegurarse de que no hay fugas o corrosión y que está intacto y listo para funcionar.
- La reparación de fugas, la limpieza, y el repintado del tanque se debe hacer, según sea necesario.
- Realizar pruebas a las sustancias aislantes, en caso de transformadores sumergidos en aceite.
- Realizar lecturas periódicas de presión para transformadores de tipo seco, que son una indicación de una fuga en el tanque.
- Eliminar cualquier material que pueda impedir la libre circulación de aire alrededor de un transformador.



Por otro lado la Guía 16 de Verificación para el Proceso de Transmisión, Transformadores de la STPS, indica que se debe realizar las siguientes verificaciones:

- Las áreas donde se encuentran instalados los transformadores, estén limpias y en orden, permitiendo el desarrollo de las actividades para las que fueron destinadas (NOM-001-STPS-1999; inciso 7.1).
- Los transformadores estén libres de fugas de aceite.
- Los transformadores cuenten con instalación de dispositivos de conexión a tierra (NOM-022-STPS-1999; inciso 7.2).
- Estén instalados extintores contra incendios en el área de trabajo (NOM-002-STPS-2000; inciso 5.4 y 9.3.1.3).
- Los extintores estén colocados en lugares visibles, de fácil acceso y libres de obstáculos (NOM-002-STPS-2000; inciso 9.2.3).

3.5.3 Mantenimiento a cables

El mantenimiento preventivo es la mejor manera de garantizar la continuidad de un servicio confiable de instalaciones eléctricas con cables subterráneos. La inspección visual y las pruebas eléctricas de aislamiento son los principales procedimientos de mantenimiento. Sin embargo, cabe destacar que ningún mantenimiento puede corregir una instalación incorrecta o daño físico al cable durante su instalación.

Realizar una revisión a las instalaciones subterráneas, conlleva no solamente a la inspección y pruebas de los cables, sino además, de las instalaciones y pozos donde se encuentran estos.

Para realizar un mantenimiento óptimo, los pozos de visita deben tener las dimensiones mínimas requeridas para desarrollar las pruebas necesarias y hacer un buen trabajo; de acuerdo a la norma NESC 2002, el acceso a los pozos debe considerar lo siguiente:

- Siempre que existan las condiciones de espacio, deben estar situados fuera de las carreteras, intersecciones y cruces de tráfico para reducir los riesgos para los trabajadores.
- La boca de acceso no debe estar situada directamente sobre los cables o equipo.
- Cuando la boca está a más de 1.20 m del fondo del pozo, este debe estar diseñado de modo que se pueda introducir por medio de una escalera.
- En general las dimensiones de un pozo se de acuerdo a las NESC 2002 son las siguientes:
- Entre el suelo y el techo del pozo el área libre debe ser de 1.2x1.85 m. Ver Figura 3-1.

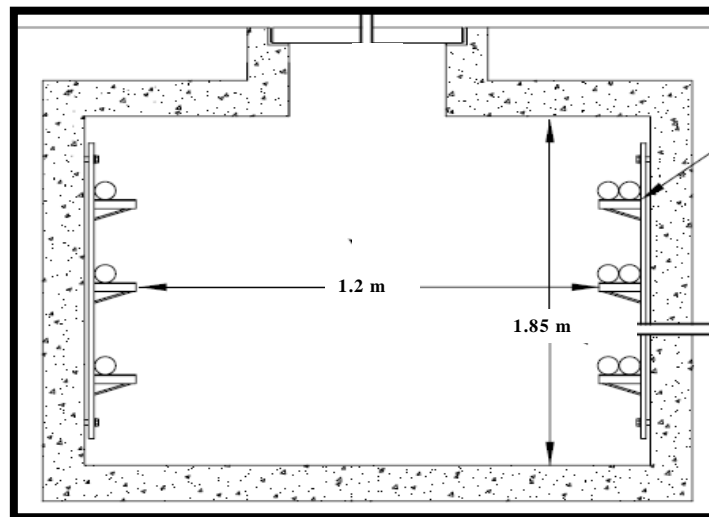


Figura 3-1 Medidas de un pozo de visita

- El área de trabajo mínimo debe ser de 0.6x1.2m libres. Ver Figura 3-2.

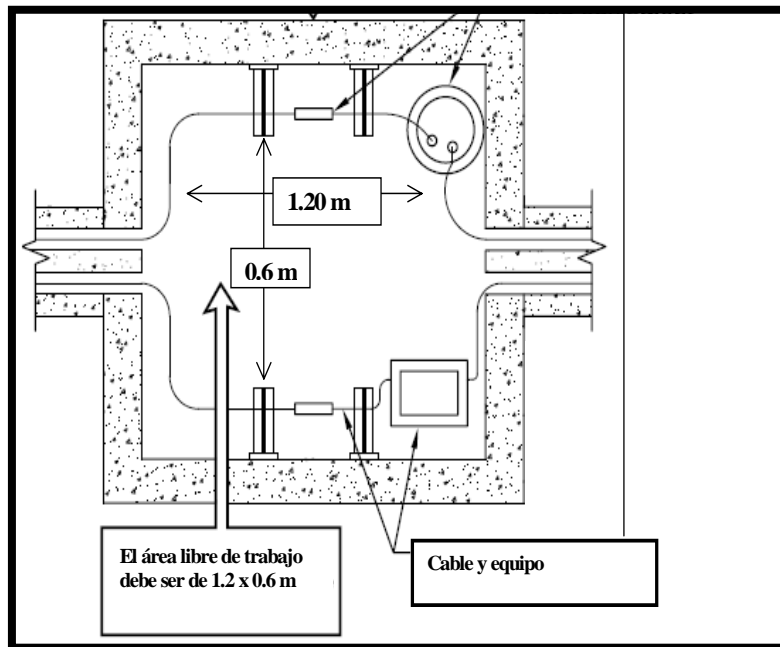


Figura 3-2 Área libre en pozo de visita

- Las bocas de acceso deben tener las siguientes dimensiones. Ver figura 3-3:

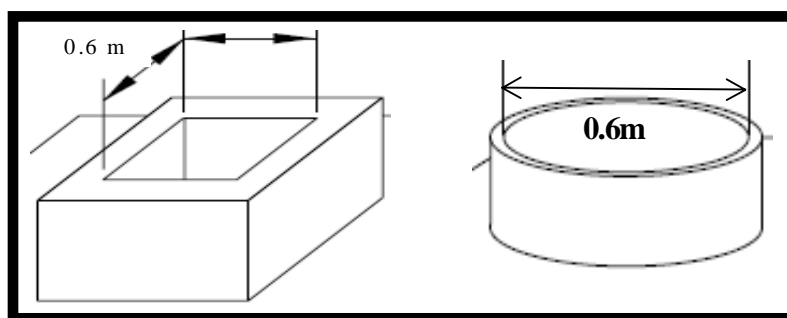


Figura 3-3 Dimensiones de las bocas de acceso

De acuerdo a la norma NFPA 70B, en su capítulo 10, para realizar una revisión en la cual el cable deba ser tocado o movido, este se debe de desenergizar. De igual forma el mantenimiento de los cables en pozos de visita deben incluir las siguientes inspecciones:



- Daño físico.
- Exceso de tensión.
- Fugas de aceite.
- Aislamiento deteriorado.
- Daño en terminaciones y empalmes.
- Corrosión.
- Apoyar la continuidad de cualquier sistema de tierra.

Como medida de seguridad antes de entrar a un pozo de visita, se deberá realizar una prueba para verificar la ausencia de gases peligrosos o asegurarse de realizar una ventilación adecuada. La inspección y/o mantenimiento deberá ser realizada por lo menos por dos personas y al menos uno debe permanecer fuera de la boca del pozo³⁷.

Dado que los intervalos de inspección son normalmente de un año o más, es necesario que los registros del mantenimiento estén debidamente archivados y organizados, esto para facilitar la comparación de un año a otro, tanto de la vida del cable como del mantenimiento dado.

3.5.4 Mantenimiento a interruptores y seccionadores

El interruptor es un dispositivo destinado a cortar y establecer la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga³⁸. El interruptor es, junto con el transformador, el dispositivo más importante de una subestación. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia³⁹.

³⁷ Occupational Safety & Health Administration (OSHA), U.S. Department of Labor Examples of Permit-required Confined Space Programs - 1910.146 App C <http://www.osha.gov/index.html>,

³⁸ Jacinto Viqueira Landa. Redes Eléctricas Tomo II, UNAM, Facultad de Ingeniería 2004

³⁹ José Raull Martín. Diseño de Subestaciones Eléctricas, UNAM, Facultad de Ingeniería 2000 Pág. 92



El otro elemento a revisar son las cuchillas o seccionadores, la diferencia entre un juego de cuchillas y un interruptor, considerando que los dos abren y cierran circuitos, es que las cuchillas no pueden abrir un circuito con corriente y el interruptor sí puede abrir cualquier tipo de corriente. Las pruebas de campo tienen como objetivo, verificar el estado, la correcta operación y calibración de los interruptores y seccionadores. Si el resultado de la prueba indica una mala operación, se le debe dar mantenimiento por personal especializado.

De acuerdo a NESC, en su sección 17 Circuitos interruptores, seccionadores y fusibles, solamente pueden ser mantenidos por personal capacitado.

Las pruebas de campo a interruptores de baja tensión deben incluir:

- Inspección Visual del interruptor, la celda y el herraje. Limpieza y ajuste de conexiones.
- Pruebas a los elementos de protección.
- Medición de Resistencia de Aislamiento.
- Medición de Resistencia de Contactos.

La norma NFPA 70B, en su artículo 8.2.2. Recomienda que la frecuencia de mantenimiento dependerá de las condiciones de medio ambiente y de funcionamiento, de tal forma que no existe una regla para poder establecer una frecuencia de mantenimiento para interruptores de potencias de baja tensión. Sin embargo, también menciona que se debe realizar una inspección anual durante los primeros tres años de instalación y posteriormente esta inspección podrá aumentarse o disminuirse en función de las observaciones hechas. Este mismo artículo sugiere seguir las recomendaciones de los fabricantes en relación con la inspección y el mantenimiento, y solamente realizar modificaciones a estas prácticas si se cuenta con la suficiente experiencia para poderlo realizar o cuando existan factores que puedan afectar el funcionamiento de estos dispositivos tales como:



- Cierres programados.
- Cierres de emergencia.
- Períodos anormales de funcionamiento (por ejemplo, los aumentos repentinos sostenido sobrecargas).
- Alguna falla en el sistema (alimentador o buses).
- Condiciones atmosféricas extremas, tales como calor, frío, polvo pesado, vientos fuertes, lluvia, nieve, niebla, smog, humo, cenizas, alta humedad, cambios inusuales de temperatura y relámpagos.

3.5.5 Normatividad de apartarrayos

Los apartarrayos como elementos de protección deben ser inspeccionados periódicamente, de acuerdo a la norma NFPA 70B en su artículo 8.9.2, para verificar si existen daños a la porcelana. Si la porcelana se encuentra dañada, su asilamiento se reduce, disminuyendo su nivel de protección, por tanto si esta superficie se encuentra seriamente dañada, el apartarrayo debe sustituirse. De otra forma, la superficie de la porcelana debe mantenerse siempre limpia.

En la guía de verificación para el proceso de transmisión de cuchillas y apartarrayos de la STPS, recomienda verificar lo siguiente:

- En las cuchillas y apartarrayos deben ser instalados dispositivos para evitar la generación y acumulación de electricidad estática (NOM-022-STPS-1999; inciso 5.5).
- Colocar dispositivos de seguridad para advertir que los apartarrayos están desactivados
- (NOM-004-STPS-1999; inciso 7.2.2).
- Las cuchillas se encuentren en una posición de contacto adecuada.
- Los faldones de las porcelanas estén completos y carezcan de daños físicos.
- El cable que une al equipo de descargas esté aislado.



CAPITULO 4

ECOLOGÍA Y MEDIO AMBIENTE

4.1 Objetivo general

Dar a conocer de forma global algunos procedimientos y normas en materia ambiental, así como la de establecer los tipos de contaminaciones que puede generar una subestación durante su funcionamiento, todo ello con la finalidad de establecer las responsabilidades de las áreas encargadas de la operación y mantenimiento de las subestaciones eléctricas, a fin de asegurar que se cumpla el marco legal ambiental aplicable a este tipo de instalaciones, así como la misión y objetivos de la UNAM en materia de protección ambiental.

4.2 Objetivos particulares

Promover que las áreas que participan en la operación y mantenimiento de subestaciones eléctricas cumplan con la normativa ambiental aplicable a dichas actividades.

Promover que en la operación y mantenimiento de subestaciones eléctricas se incorporen los costos ambientales, internos y externos, para asegurar que la relación beneficio-costos sea favorable, a fin de coadyuvar al desarrollo sustentable del sector.

Promover que en la operación y mantenimiento de subestaciones eléctricas se incorporen las medidas adecuadas de protección tanto a la salud de la población, como al aire, agua, suelo y biodiversidad.



Asegurar que en la operación y mantenimiento de subestaciones eléctricas, las áreas involucradas cuenten con la normativa interna que coadyuve a cumplir con la normativa ambiental aplicable.

Asegurar que en la operación y mantenimiento de subestaciones eléctricas se incorporen las medidas necesarias para controlar la contaminación del ambiente, prevenir y mitigar los impactos ambientales y rehabilitar las áreas que resulten afectadas por estas acciones.

4.3 Definiciones

Ambiente: El conjunto de elementos naturales y artificiales, inducidos por el hombre que hacen posible la existencia y desarrollo de los seres humanos y demás organismos vivos que interactúan en un espacio y tiempo determinados. (Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente –LGEEPA–, Art. 3°, fracc. I).

Biodiversidad: La variabilidad de organismos vivos de cualquier fuente, incluidos, entre otros, los ecosistemas terrestres, marinos y otros ecosistemas acuáticos y los complejos ecológicos de los que forman parte; comprende la diversidad dentro de cada especie, entre las especies y de los ecosistemas. (LGEEPA, Art. 3°, fracc. IV).

Cambio de Uso del Suelo en Terreno Forestal (CUSTF): Remoción total o parcial de la vegetación de los terrenos forestales para destinarlos a actividades no forestales. (Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable –LGDFS–, Título Primero, Capítulo II, Art. 7).

Desarrollo Sustentable: El desarrollo que satisfaga las necesidades y aspiraciones de las generaciones actuales sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades. (Comisión Mundial sobre Ambiente y Desarrollo).



Estudio Técnico Justificativo (ETJ): Es el documento mediante el cual se da a conocer con base en estudios la afectación de los recursos forestales que generará una obra o actividad.

Fauna Silvestre: Las especies animales que subsisten sujetas a los procesos de selección natural y que se desarrollan libremente, incluyendo sus poblaciones menores que se encuentran bajo control del hombre, así como los animales domésticos que por abandono se tornen salvajes y por ello sean susceptibles de captura y apropiación. (LGEEPA, Art. 3°, fracc. XVII).

Flora Silvestre: Las especies vegetales así como los hongos, que subsisten sujetas a los procesos de selección natural y que se desarrollan libremente, incluyendo las poblaciones o especímenes de estas especies que se encuentran bajo control del hombre. (LGEEPA, Art. 3°, fracc. XVIII).

Impacto Ambiental: Modificación del ambiente ocasionada por la acción del hombre o de la naturaleza. (LGEEPA, Art. 3°, fracc. XIX).

Manifestación del Impacto Ambiental (MIA): El documento mediante el cual se da a conocer, con base en estudios, el impacto ambiental, significativo y potencial que generaría una obra o actividad, así como la forma de evitarlo o atenuarlo en caso de que sea negativo. (LGEEPA, Art. 3°, fracc. XX).

Medidas Correctivas: Acciones que se aplican a los equipos, actividades, procesos, programas, procedimientos, vehículos o sistemas de cualquier naturaleza de una empresa, incluyendo la instalación de equipo o la realización de obras, con el objeto de controlar, minimizar o evitar la contaminación ambiental o de restaurar, recuperar, compensar, o minimizar los daños causados al ambiente o a los recursos naturales (humanos y demás organismos vivos que interactúan en un espacio y tiempo determinados). (Reglamento de la



Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al ambiente –RLGEEPA–, Art. 2º, fracc.X).

Medidas de Mitigación: Conjunto de acciones que debe ejecutar el promovente para atenuar los impactos y restablecer o compensar las condiciones ambientales existentes antes de la perturbación que se causare con la realización de un proyecto en cualquiera de sus etapas. (XIV, R LGEEPA, Art. 3, fracc. XIV).

Medidas de Prevención: Conjunto de acciones que debe ejecutar el promovente para evitar efectos previsibles de deterioro al ambiente. (R LGEEPA-EIA, Art. 3º, fracc. XIII).

Reforestación: Establecimiento inducido de vegetación forestal en terrenos forestales. (LGDFS, Título Primero, Capítulo II, Art. 7).

4.4 Generalidades

El diseño de la subestación debe tomar en cuenta las condiciones ambientales del lugar de instalación como son: Temperatura ambiente (máxima, mínima y media), altitud sobre el nivel del mar, velocidad del viento, clasificación sísmica, contaminación ambiental, humedad, presencia de hielo, entre otros.

Para el diseño de la subestación se deben considerar los factores siguientes:

- Seguridad para el personal
- Protección contra incendio
- Estudio general de suelo
- Impacto ambiental
- Tipo de la instalación



Se debe cumplir con los requerimientos del artículo 924 del inciso 3 de la Norma NOM-001-SEDE-2005, “Resguardos de locales y espacios”.

Esta información debe complementarse con: IEEE Std. C57.110, IEEE Std. 141, Capítulo 15 o equivalentes, “subestaciones industriales”, numeral 15.2, apartado 15.2.4 “consideraciones específicas para instalación de subestaciones”.

Se debe cumplir con lo dispuesto en la Norma Oficial Mexicana NOM-113-ECOL-1998 relativa a “las especificaciones de protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de subestaciones eléctricas de potencia o de distribución”.

4.5 Programa de normas oficiales mexicanas 1996

La mayoría de las normas desarrolladas en materia industrial se han caracterizado por ser de control específicos, estableciendo condiciones de control de la contaminación de acuerdo con la capacidad de las industrias. Ello ha llevado a un marco normativo que se caracteriza por normas que atacan problemas al final del proceso, y que establecen condiciones a giros particulares y presentan serias diferencias en límites entre industrias.

Esto no necesariamente contribuye a la calidad ambiental y en cambio genera costos de control innecesarios a algunas empresas que operan en ecosistemas donde no se han rebasado las capacidades de carga de sus efluentes contaminantes, a la vez que genera inequidad en el trato.



4.5.1 Descripción del programa de normas ambientales 1996

El Programa de Normas Oficiales 1996 representa un avance hacia estos objetivos. Por una parte se busca fortalecer el trabajo en materia de aprovechamiento ecológico de los recursos naturales a través de cuatro subcomités de normalización. En lo que se refiere a residuos municipales, materiales y residuos peligrosos, solamente los subcomités II y III buscan completar un programa de acción que atienda de manera decidida los principales problemas actuales, así como, a promover actividades productivas de reciclaje y rehúso, descritos a continuación:

Subcomité II

- Ordenamiento Ecológico e Impacto Ambiental
- Condiciones que debe cumplir la exploración de yacimientos de hidrocarburos y minerales.
- Condiciones para el mantenimiento y sustitución de oleoductos, gasoductos.
- Condiciones para la instalación, mantenimiento y sustitución de líneas de transmisión eléctrica.
- Condiciones para la instalación de subestaciones eléctricas.

Subcomité III

- Residuos Municipales, Materiales y Residuos Peligrosos
- Manejo de los aceites lubricantes usados.
- Tratamiento térmico de residuos.
- Características de los residuos peligrosos, el listado de los mismos los límites que hacen a un residuo peligroso.
- Requisitos que deben reunir los sitios destinados al confinamiento controlado de residuos peligrosos, así como su diseño, construcción y operación.
- Condiciones que deben reunir los sitios para la disposición final de los residuos sólidos municipales.



- Diseño, construcción, control de operación y monitoreo de un relleno sanitario.
- Identificación de envases y embalajes para fines de reciclaje y reuso.
- Manejo de lodos de plantas de tratamiento de aguas residuales.
- Requisitos para el manejo de residuos peligrosos.

4.5.2 Energía e impacto ambiental

El constante crecimiento del consumo de energía es uno de los problemas más importantes que existen hoy en día en el mundo, y ha pasado a ser un asunto de trascendencia social, debido a la mala planeación realizada hasta la fecha.

Cualquier tipo de explotación de combustibles minerales (como el carbón) y fósiles (petróleo), tiene como resultado irreversible la emisión de dióxido de carbono (CO_2) a la atmósfera, en la producción de 1 kW-h de electricidad se emite 1kg de CO_2 , cuya vida media en la atmósfera es de unos 100 años.

El gas natural es el menos contaminante de los combustibles fósiles. Las reservas son mayores que las de petróleo, pero también limitadas, y Rusia posee el 36%. En la producción de 1 kW-h se emiten 0,5 kg de CO_2 , la mitad que en el caso del carbón o petróleo.

La energía solar, que científicamente es energía nuclear ya que el sol es un inmenso reactor de fusión nuclear, es muy útil para calentar agua y puede ser utilizada en pequeñas empresas y casas unifamiliares. La energía solar fotovoltaica puede utilizarse en casos específicos que requieran poco consumo energético. La energía eólica es la más limpia de las consideradas en la actualidad. El problema de esta energía es que en México existen pocas zonas de interés eólico como Baja California y Oaxaca con más de 2,000 horas de utilización o funcionamiento al año, además del costo elevado por transmisión al centro de consumo.



La energía hidroeléctrica tiene la ventaja de ser una energía limpia con un costo muy competitivo. No obstante, lleva asociado un gran impacto social, pues conlleva la inundación de valles y tierras, estas últimas, en general, de regadío así como el desplazamiento de comunidades a nuevos lugares, también conlleva costos por transmisión del punto de generación al de consumo.

La energía de fisión nuclear no produce gases de efecto invernadero y tiene pendiente la respuesta sobre qué hacer definitivamente con los residuos radiactivos. Las posibilidades planteadas implican su enterramiento profundo en lugares sísmicamente estables y de humedad reducida o, preferentemente, transmutarlos en isótopos estables o de baja actividad, empleando un acelerador de partículas, esta tecnología no existente en México. El costo de generación por kW-h es entre un 10-15% más económica, por lo que resulta la energía más barata que puede producirse actualmente, y en un futuro próximo⁴⁰.

4.5.3 La política ambiental en México

El desarrollo del marco normativo ambiental en México ha sido considerable. Contamos hoy con 86 Normas Oficiales Mexicanas, lo que representa uno de los esfuerzos más importantes en su tipo en el mundo, y que sin duda nos colocan a la cabeza de América Latina en la materia. Las normas de que disponemos son uno de los elementos centrales de la política ambiental, si bien la abrumadora mayoría de ellas se refiere a procesos industriales y urbanos, existe mucho por hacer en materia de conservación y aprovechamiento de vida silvestre.

Las normas principales, cuya aplicación se considera que tiene efecto sobre el presente trabajo son las siguientes:

⁴⁰Félix L. Pérez V. Coordinador de la Alianza Internacional Ecologista del Bravo/México



- Norma Oficial Mexicana NOM-113-ECOL-1998, Que establece las especificaciones de protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de subestaciones eléctricas de potencia o de distribución que se pretendan ubicar en áreas urbanas, suburbanas, rurales, agropecuarias, industriales, de equipamiento urbano o de servicios y turísticas.
- Norma Oficial Mexicana NOM-133-ECOL-2000, Que establece las especificaciones para el manejo de bifenilos policlorados BPC's, especificaciones de manejo.
- Norma Oficial Mexicana NOM-013-ENER-2004, Eficiencia energética para sistemas de alumbrado en vialidades y áreas exteriores públicas.
- Norma Mexicana NMX-J-410-1982, Guía para Instalación y mantenimiento de transformadores sumergidos en aceite.
- Norma Mexicana NMX-J-116-1982, Transformadores de distribución.
- Norma Mexicana NMX-J-284-1982, Transformadores de potencia.

4.6 Impactos ecológicos sobre el medio ambiente

La dinámica poblacional y la económica son inseparables y ambas afectan el medio ambiente que, a su vez, repercute en ellas. El gran crecimiento de la población y el desarrollo de la tecnología en el siglo XX han potenciado la empresa humana a magnitudes sin precedente en la historia. Esto ha impactado el entorno ambiental en diversos niveles. Para comprender estos fenómenos se debe tomar en cuenta no sólo el tamaño de la población, sino también las características de la misma. Por ejemplo, la población urbana tiene una relación con el entorno muy diferente de la que experimentan los habitantes del campo. El impacto de un estadounidense promedio sobre la naturaleza es de una escala mucho mayor y de un tipo muy distinto al de un indígena tarahumara. De la misma manera, existen diferencias considerables en los efectos que generan pobres y ricos en el medio ambiente.

Localmente, los efectos más visibles de las ciudades son el cambio de uso del suelo y la generación de todo tipo de residuos contaminantes, pero existen otros que tienen una



magnitud difícil de percibir. La Ciudad de México se abastece de agua procedente de los estados de México, Guerrero y Michoacán, y desaloja residuos a través de las corrientes fluviales de Hidalgo y Veracruz; la electricidad que utiliza se genera en zonas tan remotas como Chiapas; consume un mayor volumen de productos generados por nuestros socios comerciales en Norteamérica, y las emisiones de gases de invernadero que generan su industria y transporte contribuyen al cambio climático a escala planetaria.

En México, la huella ecológica por habitante es de 2.67 hectáreas, ligeramente por arriba del estimado para Latinoamérica que es de 2.46. A pesar de que esta región cuenta en conjunto con el excedente ecológico más grande del mundo, nuestro país (debido en gran parte a la aridez de más de la mitad del territorio y a la elevada población) cuenta con un déficit ambiental importante. Añadiendo una superficie del 12% para la conservación de la biodiversidad, según la recomendación de «Nuestro futuro común⁴¹», la huella ecológica del mexicano asciende a 3.04, mientras que la capacidad biológica de nuestro territorio es de tan sólo 1.65. Esto significa que para lograr un manejo sustentable de nuestro territorio debemos reducir nuestro impacto per cápita o bien, reducir nuestra población a cerca de la mitad de su tamaño actual. Respecto a los demás países de la OCDE, nuestra huella ecológica es la más pequeña por habitante, pero la octava más grande a escala nacional.

La huella ecológica del mexicano también sobrepasa la capacidad biológica de nuestro territorio (1.65). Nuestro país se encuentra entre las 15 naciones que tienen mayores huellas ecológicas en el mundo. Esto se debe no tanto al impacto individual de nuestros habitantes (comparado, por ejemplo, con la huella de un estadounidense, que es de 12.25), sino a su elevado número. No se ha estudiado cómo diferentes segmentos de la población mexicana contribuyen a esta huella ecológica pero, en general, se considera que ésta es mayor para los pobladores de las grandes urbes.

⁴¹«Our Common Future», World Commission on Environment and Development, Abril 1987.



4.7 Mercado de bonos de carbono

A través de los mercados de carbono, la reducción en las emisiones de efecto invernadero es rentable y atractiva ya que mejoran las prácticas industriales y se mejora la competitividad. China es el mayor vendedor de bonos de carbono del mundo y ocupa el 61% del mercado actual, México es el cuarto con una participación 3%⁴².

4.7.1 ¿Qué es el mercado de bonos de carbono?

El mercado de bonos de carbono es el resultante de la venta y compra de créditos de reducciones de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), y puede ser dividido en dos ámbitos:

- Mercado de Kioto – Busca auxiliar a países y empresas a alcanzar sus metas de reducciones de acuerdo con el Protocolo de Kioto.
- Mercado Voluntario – Corresponde a esquemas voluntarios de reducción de emisiones.

4.7.2 Origen de los bonos de carbono

- Convención Marco de Cambio Climático de 1992.
- Protocolo de Kioto de 1997.
- El Protocolo de Kioto entró en vigencia el 16 de febrero de 2005.

⁴² Presentación SENER, “Sector Energético y los Mercados de Carbono”, Alma Santa Rita Feregrino, Subdirectora de Energía y Medio Ambiente, Monterrey, Octubre 2007



- Además, la Unión Europea comenzó un esquema de transacciones que entró en vigencia el 1o de enero de 2005 y cuya primera fase se extiende hasta finales de 2007.
- La segunda fase del Mercado Europeo terminará en el año 2012 y la tercera, en fases finales de negociación, se extenderá hasta el año 2020, brindando certidumbre al mercado.

4.7.3 Mercado de Kioto

- El Protocolo de Kioto; es el primer acuerdo internacional para reducir emisiones de gases de efecto invernadero.
- Los miembros se comprometen reducir sus emisiones en los años 2008 – 2012 en un promedio de 5.2% a comparación de 1990.
- El Protocolo de Kioto entró en vigor en febrero de 2005.
- Para lograr las metas definidas por el Protocolo de Kioto se definieron tres mecanismos flexibles a saber:
 - Créditos de Emisiones EUA's (entre países desarrollados)
 - Implementación Conjunta IC (intercambio entre un país desarrollado y países de economías en transición – países Europa del Este)
 - Mecanismo de Desarrollo Limpio MDL (intercambio entre un país en vías de desarrollo).

El nombre de “bonos de carbono” se ha dado como un nombre genérico a un conjunto de instrumentos que pueden generarse por diversas actividades de reducción de emisiones. Así, se puede decir que existen “varios tipos” de bonos de carbono, dependiendo de la forma en que éstos fueron generados:

- Certificados de Reducción de Emisiones (CER's).



- Montos Asignados Anualmente (AAU's).
- Unidades de Reducción de Emisiones (ERU's).
- Unidades de Remoción de Emisiones (RMU's).

4.7.4 México en el mercado de bonos de carbono

A partir de diciembre del 2005, México participa en el mercado internacional de bonos de carbono. Se conoce como bonos de carbono, a los certificados de reducción de gases de efecto invernadero, los cuales se encuentran en la tabla 4-1.

Gases	Fuentes	Potencial de Calentamiento
Bióxido de carbono CO ₂	Quema de combustibles fósiles (carbón, derivados de petróleo y gas), reacciones químicas en procesos industriales (como la producción de cemento y acero); cambio de uso de suelo (deforestación).	1
Metano CH ₄	Descomposición anaerobia (cultivo de arroz, rellenos sanitarios, estiércol), escape de gas en minas y pozos petroleros.	21
Óxido nitroso N ₂ O	Producción y uso de fertilizantes nitrogenados, quema de combustibles fósiles.	310
Hidrofluorocarbonos HFC's	Procesos de manufactura; usados como refrigerantes.	140-11,700
Perfluorocarbonos PFC's	Procesos de manufactura; usados como refrigerantes.	6,500-9,200
Hexafluoruro de Azufre SF ₆	Procesos de manufactura, donde se usa como fluido dieléctrico.	23,000

Tabla 4-1 Gases Efecto Invernadero⁴³

⁴³ Presentación "Los Bonos de Carbono como medio para mejorar la viabilidad de proyectos de reducción de emisiones de GEIs", Ubaldo Inclán G. Vice-Presidente de Cantor CO₂, Hermosillo Sonora, Noviembre 28 de 2007.



En el contexto del Protocolo de Kioto, la mayoría de los países desarrollados pueden negociar estos bonos y comprarlos a países emergentes en los que se reduzcan las emisiones de carbono.

En México, el mecanismo que se debe de seguir para que un proyecto pueda vender bonos de carbono es el siguiente:

1. Obtener la aprobación por la Comisión Intersecretarial de Cambio Climático, misma que es presidida por la SEMARNAT.
2. Registro, evaluación y aprobación de cada proyecto por la junta Ejecutiva del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kioto.

Una vez aprobado el proyecto, los certificados correspondientes al monto de gases de efecto invernadero que se ha reducido podrán ser adquiridos por algunos de los países desarrollados que se encuentren comprometidos a reducir sus emisiones.

En el caso de proyectos mexicanos, los principales compradores son los países miembros de la Comunidad Europea y Japón.

La Secretaría de Energía estima que en México se cuenta con un potencial de reducción y captura de emisiones superior a 80 millones de toneladas de dióxido de carbono por año entre el 2008 y el 2012.

En el mercado del MDL esto podría traducirse en ingresos de 500 millones de dólares por año, mismos que ayudarán a promover el desarrollo de los sectores energético, industrial, agropecuario y forestal⁴⁴.

⁴⁴ Periódico “El Economista”, Martes 24 de enero del 2006.



4.7.5 Contribución del FIDE al ahorro de energía eléctrica

México cuenta con el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE), cuya misión principal es “propiciar el ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica para contribuir al desarrollo económico y social, así como a la preservación del medio ambiente”. Algunos de sus objetivos incluyen:

- Participar con el Gobierno Federal y el Sector Eléctrico para conseguir los objetivos del Plan Nacional de Desarrollo y la Estrategia Nacional de Cambio Climático.
- Registrar los programas y proyectos de ahorro de energía eléctrica en el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) a través de las autoridades Mexicanas.

Hasta 2007, el FIDE ha desarrollado 26,942 diagnósticos energéticos y ha concluido 3,899 proyectos de ahorro de energía eléctrica, lo cual ha generado ahorros directos por 13,750 GWh en consumo de energía y 1,565 MW en potencia, sin Horario de Verano. Con ello, se evitó la combustión de casi 25.35 millones de barriles de petróleo y la emisión a la atmósfera de más de 8.8 millones de toneladas de bióxido de carbono.

En el Programa de Financiamiento para el Ahorro de Energía Eléctrica, se otorgaron créditos por casi 5,000 millones de pesos para la aplicación de cerca de 800 mil medidas de ahorro de energía eléctrica⁴⁵.

4.7.6 Beneficios ambientales por ahorro y eficiencia energética

Independientemente de las ventajas que, para los usuarios, representa el uso racional de la energía eléctrica, por cuánto pueden reducir sus pagos, también se obtiene un doble beneficio para el país:

⁴⁵ http://www.fide.org.mx/el_fide/Avances-Dic-07/14-contribucion.html



En primer lugar, de cumplirse las metas del FIDE se evita el quemado de un importante volumen de combustible, lo cual, además de ayudar a conservar recursos naturales no renovables, previene la emisión a la atmósfera de entre 16 a 26 millones de toneladas de bióxido de carbono, como resultado de evitar la quema de 46 a 70 millones de barriles de petróleo. Además, resultará posible diferir inversiones en plantas generadoras de electricidad por valor de casi \$ 49,500 millones de pesos M.N.⁴⁶

4.8 Desarrollo sustentable en México

El punto crucial del desarrollo sustentable consiste en armonizar la expansión productiva con la base de recursos que la hace posible, es decir, integrar estrategias del desarrollo económico, el bienestar de la población y las prioridades de conservación de los recursos naturales y ambientales.

México cuenta desde 1988 con la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, en la que el desarrollo sustentable se concibe como “El proceso evaluable mediante criterios e indicadores de carácter ambiental, económico y social que tiende a mejorar la calidad de vida y la productividad de las personas, que se funda en medidas apropiadas de preservación del equilibrio ecológico, protección del ambiente y aprovechamiento de recursos naturales, de manera que no se comprometa la satisfacción de las necesidades de las generaciones futuras” (Artículo 3º, inciso XI).

La elaboración de los indicadores ha permitido al INEGI y al Instituto Nacional de Ecología (INE) un mayor acercamiento con las instituciones productoras de la información ambiental y también ha promovido el establecimiento de mecanismos de coordinación dentro del conjunto de estas instituciones.

⁴⁶ http://www.fide.org.mx/el_fide/fide.html



Finalmente, tanto el INEGI como el INE, conscientes de los resultados positivos de esta fase de prueba y de la trascendencia de los indicadores para evaluar el desarrollo sustentable, se han propuesto dar continuidad a la elaboración y/o mejoramiento de dichos indicadores, particularmente de aquellos que se presentan en carácter alternativo y en desarrollo, como también de los que hasta el momento no ha sido posible su elaboración.

En conclusión, para México, y particularmente para el INEGI y el INE, el ejercicio piloto de elaboración de indicadores de desarrollo sustentable ha sido un desafío que ha permitido poner a prueba la disponibilidad, la capacidad y el potencial de las fuentes generadoras de información y de los instrumentos de captación de ésta para la elaboración de indicadores de sustentabilidad.

Se considera al uso de la energía como el motor del progreso económico. Sin embargo, su producción, uso y aplicaciones constituyen los mayores impactos al medio ambiente. Esto lo podemos observar en la tabla 4-2, la cual refiere sobre la cantidad de energía (líquida, sólida, gaseosa o eléctrica) utilizada en un año, así como, su consumo anual de por habitante (consumo per cápita) 1999-2007⁴⁷, y las implicaciones ecológicas que conlleva el poder generarla.

⁴⁷ Fuente: Secretaría de Energía, Balance Nacional de Energía 2007.



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Consumo nacional de energía (petajoules)	6,596.04	6,925.32	6868.36	6,803.49	7,055.49	7,392.22	7,753.24	8,034.65	8,239.08
PIB nacional (miles de millos de pesos de 1993)	1,505.4	1,604.8	1,602.3	1,615.6	1,6374	1,705.8	1,753.6	1,837.9	1,898.4
Población nacional (millones de habitantes)	96.6	97.9	98.9	99.9	100.9	102	103	104	105.1
Intensidad energética (Kj/\$producido)	4,381.5	4,315.3	4,286.5	4,211.2	4,309	4,333.6	4,421.3	4,371.6	4,340
Elasticidad de la Energía	0.3	0.8	5.2	-1.1	2.7	1.1	1.7	0.8	0.8
Consumo per cápita de energía (millones de kJ/hab.)	68.3	70.7	69.4	68.1	69.9	72.5	75.3	77.2	78.4

Tabla 4-2 Indicadores económicos y energéticos

4.9 Impacto ambiental de una subestación eléctrica

El diseño de la subestación debe tomar en cuenta las condiciones ambientales del lugar de instalación como son: Temperatura ambiente (máxima, mínima y media), altitud sobre el nivel del mar, velocidad del viento, clasificación sísmica, contaminación ambiental, humedad, Presencia de hielo, biodiversidad, efectos sobre flora y fauna en zonas de restricción entre otros. De igual forma se debe considerar el impacto que conlleva su mantenimiento, a continuación se desglosan diferentes aspectos a considerar durante la construcción y mantenimiento de las subestaciones.

Para el diseño de la subestación se deben considerar los siguientes factores:

- Condiciones de seguridad para el personal.
- Mecánica del suelo.
- Acceso controlado a personal.
- Simplicidad en las maniobras de operación.
- Espacio para mantenimiento.
- Protección contra incendio.
- Grado de confiabilidad.



- Ubicación dentro del sistema.
- Localización del equipo.
- Relación de transformación.
- Niveles de tensión.
- Resistividad del terreno.
- Continuidad del servicio.
- Tipo de la instalación.
- Demanda de energía.
- Capacidad de corto circuito.
- Crecimiento futuro.

Se debe cumplir con los requerimientos del artículo 924-3 de la Norma NOM-001-SEDE-2005 el cual dice:

“Resguardos de locales y espacios. Los locales y espacios en que se instalen subestaciones deben tener restringido y resguardado su acceso; por medio de cercas de tela de alambre, muros o bien en locales especiales para evitar la entrada de personas no calificadas. Los resguardos deben tener una altura mínima de 2.10 m y deben cumplir con lo indicado en la Sección 110-34, espacio de trabajo y protección.

Excepción: En subestaciones tipo pedestal y compactas es suficiente una delimitación de área...”

De igual forma se debe cumplir con lo estipulado en los artículos del cap. 6 de la NOM-113-ECOL-1998, “aceites contaminantes”, los cuales mencionan lo siguiente:

- 6.1 El manejo de equipos BPC's, equipos eléctricos, equipos contaminados, líquidos y sólidos, además de residuos peligrosos todos con cualquier tipo de BPC's, requieren autorización previa de la secretaria.



- 6.2 Los poseedores de equipos BPC's, equipos eléctricos, equipos contaminados, líquidos y sólidos, además de residuos peligrosos todos con cualquier tipo de BPC's deben presentar ante la secretaria el aviso de inscripción como empresa generadora (poseedora) de residuos peligrosos modalidad INE-04-004-B. Manifiesto generador de bifenilos policlorados (BPC's) o Askarel, incluyendo el inventario de los mismos y un programa de reclasificación o desincorporación del equipo que se encuentren en operación de acuerdo a la tabla 4-3.

Equipos BPC's	Ubicación	Fecha límite de eliminación
Equipos eléctricos y residuos almacenados antes de la publicación de la Norma	Todos los sitios	Un año, entrando en vigor la norma
Equipos eléctricos y equipos conminados	Instalaciones y subestaciones Industriales, urbanas y rurales	31 diciembre del 2008
Equipos y Residuos generados durante el periodo de desincorporación	Todos los sitios	Nueve meses después de la desincorporación

Tabla 4-3 Desincorporación de equipos con BPC's

- 6.6 Los capacitores en operación deben ser evaluados e inspeccionar visualmente en busca de fallas, arqueos, fisuras, corrosión en todos sus componentes en caso de encontrar cualquier falla en el medio de contención deberá ser desincorporado.
- 6.7 Los transformadores en operación deben inspeccionarse cada tres meses para detección de fugas, goteos, filtraciones o derrames del aceite con askarel. Si se detectan derrames, se notificara por escrito a está secretaria y se reprogramará la desincorporación del equipo tomando las medidas de seguridad necesarias que eviten la contaminación de la instalación.



4.10 Tipos de contaminación en subestaciones eléctricas

4.10.1 ¿Qué son los BPC's?

El askarel puede aparecer con los nombres científicos de Bifenilo Policloro, Policloro Difenilo o Bifenilos Policlorados, cuyas siglas en español son BPC's, debido a que tiene una elevada concentración de este compuesto químico de cadena doble. Es decir, sintéticamente los BPC's están formados por la unión de átomos de cloro a una molécula de bifenilo. Los BPC's fueron sintetizados por primera vez en la década de 1950. Antes de que esto sucediera, el enfriamiento de los transformadores se lograba con aceite mineral. Este líquido tenía la ventaja de ser menos denso que el agua, buen conductor del calor aislante y biodegradable pero tenía riesgos de combustibilidad y explosión. Después de una serie de experimentos se descubrió, que si se introducía cloro a las partículas de benceno, desaparecía la combustibilidad del aceite y entonces podía ser usado como fluido dieléctrico resistente al fuego. Fue así como surgieron los BPC's.

4.10.2 Contaminantes orgánicos persistentes (COP's)

Compuestos que por sus características físico-químicas, resisten en grado variable la degradación fotoquímica, química y bioquímica lo que causa que su vida media sea elevada y por tanto su efecto contaminante perdure como peligroso. Los COP's se pueden clasificar en los que son de origen natural y los compuestos xenobióticos (DDT, toxafeno, BPC's o PBB's).

La mayoría de los COP's han sido restringidos en varios países, sobre todo los industrializados y en otros se siguen usando y/o no hay control sobre ellos. Sus efectos biológicos adversos pueden ocurrir a corto y largo plazo. En los seres humanos están



relacionados con una exposición directa (ocupacional o ambiental) o indirecta, de origen ambiental.

Por su persistencia y movilidad, no disminuye su concentración, aunque cese o disminuya su producción. Cuando los COP's han entrado al ambiente, tienden a bioconcentrarse en los seres vivos y a bioacumularse a través del tiempo; se distribuyen con facilidad y pueden encontrarse en forma de gases, adheridos a partículas de polvo, sedimentos, suelos, superficie de plantas e incluso agua y lluvia. Los COP's, reúnen todos los criterios de peligrosidad y de riesgo, como se describe en Compuestos Orgánicos Persistentes⁴⁸. Entre los efectos adversos conocidos en casos de animales, se encuentran los que inducen a la inmunodeficiencia, fallas reproductivas, aumento en la mortalidad, deformaciones congénitas, trastornos metabólicos y conductuales, lesiones tiroideas.

4.10.3 ¿Cómo afectan a la salud los askareles o BPC's?

Ya se han mencionado algunos de los daños a la salud que pueden ocasionar los COP's entre los que se encuentran los askareles o BPC's. De acuerdo a la Agencia Norteamericana de Higienistas Industriales, un miligramo de BPC's en el ambiente por cada metro cúbico (1mg/m³) es suficiente para ocasionar cáncer. Este parámetro es conocido como el TLV STEL y se refiere al nivel de concentración al que los trabajadores se exponen. La media ponderada es de 15 minutos y no debe repetirse más de 4 veces al día o durante la jornada, además debe existir un espacio de 60 minutos entre exposición y exposición para disminuir los riesgos.

⁴⁸ Compuestos Orgánicos Persistentes. Dra. Lilia América Albert Palacios, Sociedad Mexicana de Toxicología.



4.11 Criterios técnicos y ambientales en el mantenimiento de una subestación eléctrica

4.11.1 Criterio técnico del aceite aislante

El aceite aislante cumple múltiples funciones en los transformadores eléctricos: mejora del aislamiento entre componentes del transformador, homogenización de la temperatura interna y refrigeración, etc. Pero también es uno de los elementos, que por la contaminación que puede generar, con más cuidado se debe tener al momento de manipular, sobre todo el evitar derrames de este. En los siguientes apartados se explicará algunos tipos de fluidos, así como de sus características que nos ayudaran en caso de requerir escoger algún tipo de fluido.

4.11.1.1 Degeneración del aceite aislante

El aceite aislante va degenerándose dentro del transformador eléctrico durante el funcionamiento normal del mismo. La degeneración dependerá de muchos factores entre los cuales está el tipo de transformador, ubicación, carga y temperatura de trabajo, etc. La contaminación de los aceites aislantes está básicamente relacionada con:

- Presencia de humedad en el aceite (agua): medida en ppm (partes por millón). El valor máximo, según la norma IEC 296 para transformadores, no debe superar 30 ppm, aunque algunos fabricantes pueden recomendar máximos de 10 ppm de agua, para transformadores eléctricos de alta tensión >170 KV.
- Partículas: la fabricación de los transformadores implica la utilización de papeles y celulosa, que pueden desprender pequeñas partículas por vibración, etc., además del desprendimiento de partículas carbonizadas debido a los sobrecalentamientos del propio transformador.



- Oxidación: Esfuerzos de trabajo, puntos calientes, degeneración de las partículas y suciedad y descompensaciones provocan la generación de gases disueltos y oxidación del aceite aislante del transformador.

4.11.1.2 Análisis de aceites aislantes

El Mantenimiento preventivo de los aceites aislantes debe incluir el análisis a estos, mediante diferentes pruebas que permitan conocer el estado funcional del mismo, para evitar fallas inesperadas de los transformadores, con las consiguientes consecuencias económicas y de calidad en el servicio de suministro eléctrico. La necesidad de mantenimiento de un transformador eléctrico es, por lo tanto, directamente proporcional al valor del mismo, y a la importancia del suministro de energía que ofrece.

La toma de muestras para el análisis del aceite aislante debe ser realizada de forma segura y cuidadosa, para conseguir resultados reales. Las pruebas básicas que pueden hacerse a los aceites aislantes para transformador son:

- Prueba de Rigidez Dieléctrica: Consiste en la comprobación de la capacidad aislante del aceite del transformador, mediante la extracción de una muestra y el uso de un aparato Comprobador de Ruptura de Rigidez Dieléctrica.
- Agua disuelta en el Aceite: Medida en ppm (partes por millón) y de efecto directo en la pérdida de la Rigidez Dieléctrica de la muestra.
- Neutralización/Acidez: Control de los niveles de ácido en el aceite, como referencia del nivel de oxidación del mismo.
- Turbidez/Color: Tanto la presencia de agua como de otras partículas disueltas produce turbiedad en el aceite aislante.
- Partículas Disueltas: contaminación por todo tipo de suciedad.
- Gases Disueltos: El envejecimiento, junto con la degradación de las partículas por la temperatura y posibles descargas internas, generan diferentes gases dentro del



transformador y en el aceite. El tipo y cantidad de ellos pueden dar importante información.

- Tensión Superficial: Valor físico del aceite, con relación con la viscosidad.

4.11.1.3 Mantenimiento del aceite aislante

Aunque en algunas ocasiones donde la degradación y contaminación del aceite haga más cara su regeneración que su sustitución, vamos a dar una serie de consejos que eviten llegar a esa situación:

- Equilibrar adecuadamente los transformadores logrará que el aceite cubra la totalidad de las partes del interior de los mismos.
- Colocar filtros adecuados en los respiradores de los transformadores, de forma que evite la entrada de la mayor cantidad posible de humedad, polvo y otras partículas.
- Comprobar el cierre de tapas, pasacables, mirilla, etc., para evitar tanto el acceso de suciedad como la pérdida de aceite.
- Realizar pruebas, test y/o análisis periódicos para poder tomar acciones de mantenimiento antes de que, la excesiva degradación del aceite lo haga irrecuperable e incluso dañe de forma grave el interior del transformador.

El uso de equipos de purificación y regeneración de aceite aislante permite devolver las características funcionales mínimas para continuar usándolo. Este tratamiento debe realizarse antes de que la contaminación del aceite provoque depósitos en el fondo del transformador.



4.11.2 Criterios ambientales: la defensa del medio ambiente

Uno de los más críticos e importantes puntos que se debe tratar es el tema de los BPC's, pues debido a su naturaleza persistente y su tendencia a la bioacumulación, es importante prevenir el ingreso de BPC's en el medio ambiente, en el caso de existir transformadores que todavía estén en uso con esta sustancia. Por consiguiente:

- Es esencial evitar que los BPC's entren en los drenajes de las instalaciones o en los causes naturales.
- Todos los desechos y residuos contaminados con BPC's deben ser recolectados y dispuestos por empresas especializadas y específicamente autorizadas por el Instituto Nacional de Ecología para el manejo de BPC's.
- Todos los desechos deben ser inventariados adecuadamente.

4.11.2.1 Análisis y detección

Para cuantificar los BPC's se utilizan tres tipos de análisis:

Cromatografía de gases (GC): Esta es una técnica antigua de separación y comparación de tiempos de retención de sustancias en una columna capilar. Un número muy reducido de picos es separado utilizando sus tiempos de retención y cuantificado a partir del área bajo la curva de los picos. Los tiempos de retención de las sustancias son como una huella digital. Mediante la comparación de los tiempos de retención de los distintos isómeros de BPC's, estos se pueden identificar y cuantificar con relativa precisión. El área bajo la curva es proporcional a la concentración de la sustancia desconocida. El más serio inconveniente es que el número de los estándares internos manejados comercialmente es muy inferior al número de posibles isómeros de BPC's (209).



El resultado de esta prueba no es definitivo. Los valores determinados mediante esta técnica son problemáticos en la fase de interpretación y comparación, debido principalmente a que la mezcla estándar varía de una muestra a otra, en esta. Para realizar esta prueba se utiliza Aroclor 1242⁴⁹, el cual es una sustancia de uso peligrosa, que también genera bioacumulación, especialmente en organismos acuáticos.

Cromatografía de gases acoplada a la espectrometría de masas (GCMS): Esta técnica es la más confiable. Se utiliza al cromatógrafo de gases como separador de la muestra desconocida en sus componentes. El espectrómetro de masas ioniza los componentes separados y realiza un barrido electrónico de todos los iones para ubicar los de BPC's comparando sus masas teóricas. Esta es una técnica absoluta y muy confiable ya que realiza el barrido de todos los congéneres basándose en el hecho de que la muestra es una familia de isómeros. Los isómeros son dos o más moléculas que tienen el mismo peso molecular pero diferente estructura. Al barrer electrónicamente solamente 10 pesos moleculares se obtiene un resultado absoluto. Sin lugar a dudas este es el medio más seguro para detectar y cuantificar BPC's.

Cromatografía capilar de alta resolución (HRGC): Este procedimiento tiene dos objetivos: obtener mejores estimaciones de la cantidad total de BPC's en una muestra y estimar la concentración de los congéneres individuales. El método es moderno y produce un resultado absoluto, pero no es más adecuado que la cromatografía acoplada a la espectrometría de masas. Esta es sólo una innovación en términos de la resolución de la cromatografía de gases convencional.

⁴⁹ Policlorinato de bifenilo, Fichas internacionales de seguridad química, Comisión Europea, 2003.



4.11.3 Retiro del servicio de equipos

Instrucciones generales para el retiro de equipos:

- Ningún equipo con BPC's puede ser removido para ser reinstalado o vendido para el reciclaje de sus partes metálicas.
- Equipos contaminados solamente se pueden remover del servicio para ser almacenados en espera del transporte hacia su disposición final.
- Los capacitores con BPC's deben ser retirados del servicio, no deberán ser drenados a menos que exista una fuga.
- La unidad drenada debe ser sellada. Bajo ninguna circunstancia se deben utilizar el recipiente del capacitor con otro propósito.
- Los capacitores y transformadores pequeños que estén sellados y asegurados pueden ser almacenados y transportados sin necesidad de drenar los BPC's. Deben ser envueltos en bolsas de plástico de alto calibre y colocados dentro de tambores de acero de 200 litros con tapas del mismo material que puedan ser reselladas. Los capacitores se deben colocar dentro de los contenedores con las terminales hacia arriba para prevenir derrames. Tantos capacitores como permita el espacio pueden ser colocados dentro de cada contenedor junto con todo el material absorbente (como el aserrín) que se pueda ubicar en los espacios libres. El contenedor debe ser sellado y debidamente etiquetado.
- Los desechos sólidos contaminados se deben envolver en bolsas de plástico grueso. Las bolsas se deben sellar y colocar dentro de tambores de acero, tal como se ha hecho con los equipos. Los capacitores de mayor tamaño, que no caben dentro de este tipo de tambor, deben ser envueltos en plástico grueso y sellados.
- A los transformadores de mayor tamaño se les deben drenar los BPC's. Estos deben ser colocados dentro de tambores de acero de doble tapón que cumplan con las exigencias de la Organización de las Naciones Unidas. Se deben tomar medidas de prevención de derrames durante este proceso.



El BPC líquido se debe almacenar dentro de tambores como sigue:

- Se deben utilizar tambores sellables de acero en perfecto estado (Clase ONU)⁵⁰.
- Las válvulas deben ser removidas y reemplazadas con tapones a prueba de goteo.
- Se deben utilizar tambores de primer y único uso. Todos los tambores deben ser etiquetados apropiadamente.
- Un espacio de aire de entre 7 y 10 centímetros debe dejarse para permitir la expansión del líquido.
- Una vez que todos los líquidos de BPC's han sido drenados del transformador a lo largo de un período de 48 horas, todas las aperturas deben ser selladas. El equipo debe ser resguardado en un área protegida contra los elementos climáticos o de cualquier otro riesgo, junto con suficiente material absorbente como para recoger todo el líquido que pueda derramarse.

4.11.4 La eliminación de BPC's

El método más efectivo de destrucción de los bifenilos policlorados es la incineración en instalaciones especializadas. Un 99.9% del contaminante es destruido. Durante la combustión a altas temperaturas se generan productos inofensivos, principalmente CO₂, H₂O y HCl. El ácido clorhídrico es recopilado y utilizado en la industria.

Ante la posibilidad de que a temperaturas elevadas se produzcan más toxinas, las plantas de Tratamiento, Revalorización y Eliminación de Desechos Industriales (TREDI) han sido equipadas con un sistema de disminución de temperatura por contracorriente de agua. Este sistema es tan eficiente que reduce la temperatura de la cámara de 1140°C a 90°C en menos de 1 segundo, impidiendo la formación de estas sustancias.

⁵⁰ Globally Harmonized System of Classification and Labelling of Chemicals (GHS), de la United Nations Economic Commission for Europe. http://www.unece.org/trans/danger/publi/ghs/ghs_welcome_e.html



4.12 Dispositivos y tecnologías ecológicas

Las empresas fabricantes de líquido dieléctrico para transformador y equipos eléctricos que por sus características lo requieren han desarrollado una gama de productos los cuales pueden desglosarse en función de su denominación, ver tabla 4-4.

Denominación	Marca comercial	Fabricante	Ruptura dieléctrica ASTM D877 a 25°C
Aceite vegetal	Envirotemp FR3	Cooper Power Systems	47 kV
Aceite vegetal	Biotemp ABB	ABB	45 kV
Hidrocarburo siloxano	561 Silicone Fluid	Dow Corning	35 kV
Hidrocarbo resistente al fuego	Beta Fluid	Dielectric Systems	61kV
Hidrocarbo resistente al fuego	R-Temp Fluid	Cooper Power Systems	43 kV
Fluido Dieléctrico	Hybolt II	Ergon	40 kV
Fluido Dieléctrico	Shell Diala AX	Shell	35 kV
Aceite Naftenico	Cros Tran 106, 206, 306	Cross Oil Refining	-
Aceite Naftenico	Calumet 60-08	Calumet Lubricants Oil	30 kV
Freon R113	Vapotrans	National Refrigerants, Inc.	35 kV
Perchloroethylene Tetrachloroethylene	Wescosol	Oxyhem	30 kV

Tabla 4-4 Clasificación de líquidos dieléctricos

4.12.1 Nuevos aceites para uso en transformadores

Actualmente las exigencias sobre la conservación del medio ambiente, implican el evitar la contaminación de este, para ello es necesario contar con aceites aislantes que tenga como característica una buena confiabilidad en su funcionamiento, incluyendo un bajo riesgo de explosión e incendio, con gastos de operación y mantenimiento reducidos. Las ventajas con las que cuentan las nuevas tecnologías en aceite son las siguientes:

- Menor costo unitario. En el orden del 60% de uno seco de la misma potencia y tensión.
- Son más eficientes (parte activa más pequeña), ver figura 4-1.
- Tienen una mayor capacidad de sobrecarga; por la función de refrigeración que cumple el líquido dieléctrico.
- Tienen una superior capacidad para soportar los esfuerzos dieléctricos que generan las sobretensiones y los esfuerzos térmicos y dinámicos de las corrientes de cortocircuito.

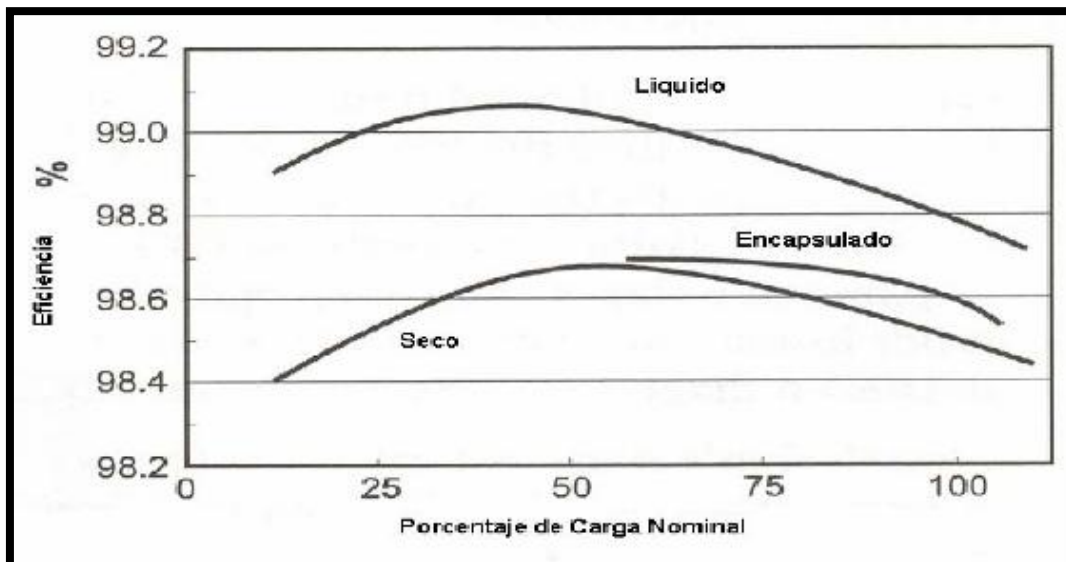


Figura 4-1 % de carga nominal vs. % de eficiencia de aceites para transformador

También presenta algunas desventajas que se deben tomar en cuenta:

- Pueden provocar contaminación por derrame del líquido aislante.
- Existe peligro de incendio y de explosión ante una falla interna severa.
- Mayor costo de instalación, ya que obliga que las instalaciones donde se aloja el Transformador sean resistentes al fuego y tenga un depósito colector.
- Requieren más elementos de supervisión (Relé Buchholz, indicadores de nivel, termómetro, etc.).



- Existe riesgo de contaminación por absorción de humedad del líquido dieléctrico y por lo tanto deterioro de este y falla prematura del transformador

En la tabla 4-5, podemos encontrar las características de los aceites para aplicación a equipos eléctricos y transformadores que se describen partiendo del más común hasta el más reciente de acuerdo a sus capacidades dieléctricas.

FLUIDO		ACEITE MINERAL	FLUIDO R-TEM	SILICONA 561 TM	EVIROTEMP FR3
NOMBRE QUÍMICO Y CARACTERÍSTICAS		HIDROCARBURO PARAFINICO	HIDROCARBURO PARAFINICO REFINADO	POLIDIMETIL SILOXANO	
Dieléctricas	Tensión de Descarga en kV 25 °C	30	43	35	47
	Constante Dieléctrica 25 °C	2,2	2,2	2,7	3.2
	Factor de Disipación 25 °C	0,0004	0,0001	0,0001	0.08
Térmicas	Punto de Fluidez en °C	-40	-15	-50	-21
	Conductividad Térmica cal/seg. cm ² /°C/cm	0,00029	0,00030	0,00036	4x10 ⁻⁴ CPS
	Calor Específico Cal/gr / °C	0.393	0.45	0.36	
	Coefficiente de Expansión cm ³ /cm ³ / °C	0,00076	0,00080	0,00104	7.4x10 ⁻⁴ CPS
Físicas	Gravedad Especifica (ASTM D1298) 25 °C	0,875-0,91	0,869-0,91	0,957-0,964	
	Tensión Inter-facial 25°C dinas/cm	40	40	20,8	24 Nw/m
	Viscosidad en cst °C	14-16	350 -379	47,5 -52,5	-34.8
	Contenido de Humedad ppm máx.	35	35	50	30
	Punto de Inflamación °C	150	238	268	330
	Punto de Combustión °C	160	311	371	360
	Por Convección KW/m ²	906	546	53	Sin dato
	Por Radiación KW/m ²	661	361	25	Sin dato

Tabla 4-5 Valores típicos de líquidos dieléctricos



4.12.2 Aceite mineral

Las funciones básicas de los aceites en los transformadores son de dos tipos: físico y eléctrico. La función física es la de enfriamiento, al disipar el calor generado en el transcurso de la operación de la unidad. La función eléctrica es la de actuar como medio dieléctrico (aislante) para prevenir la formación de arcos entre dos conductores con alta diferencia de potencial.

Los aceites para transformador son productos minerales especializados que requieren condiciones particulares de manufactura, las cuales les confieren sus propiedades características para su uso específico en el sector eléctrico. Han sido elaborados a partir de destilados nafténicos de rangos de destilación muy ajustados, obtenidos en la operación de destilación al vacío. Una vez obtenida la base nafténica apropiada se somete a un estricto proceso de refinación por sulfonación, neutralización, extracción, adsorción, filtración y secado al vacío, hasta obtener un producto final de óptimas condiciones.

Los aceites minerales están diseñados para utilizarlos en:

- Transformadores de potencia y de distribución.
- Condensadores.
- Interruptores de potencia.
- Bobinas de arranque en automotores.

4.12.3 Fluido R-Temp

El fluido R-Temp⁵¹ es un formulado del hidrocarburo parafínico resistente al fuego y funciona como un refrigerante dieléctrico, es usado en transformadores de distribución

⁵¹ Los datos técnicos, tablas y especificaciones provienen del boletín del fabricante. Bulletin 92006 © 2003 Cooper Industries, Inc.



dónde sus propiedades eléctricas, térmicas y de seguridad son ventajosas. El fluido de R-Temp es esencialmente no-toxico y biodegradable.

Este fluido tiene una propiedad muy particular, que es la de contener un tipo de marcador químico que permite saber, a través de pruebas de laboratorio, si se ha diluido con otros materiales. También está catalogado como fluido de alto punto de ignición y es excepcionalmente estable, al no presentar la formación de lodo, el cual es común encontrar, al realizar la revisión en el aceite convencional.

Debido a sus características (ver tabla 4-6), sus aplicaciones se han extendido en una gran variedad de equipos, incluyendo a los seccionadores, los interruptores, los electroimanes, los reguladores de tensión, rectificadores y las subestaciones de alta tensión. Se puede utilizar también para aplicaciones de recambio de aceite en transformadores con contenido de askarel y como relleno de equipos con aceite convencional.

La fórmula del fluido de R-Temp se encuentra diseñada para minimizar el riesgo a la salud y al medio ambiente, y no está catalogada como peligrosa por la Agencia de Protección del Ambiente (EPA) de los Estados Unidos de Norteamérica. Las pruebas de toxicidad oral hechas por el laboratorio Biossay System Corp., no reportan ninguna señal de reacciones por contacto oral o superficial en animales sujetos a prueba y ninguna reacción por contacto a humanos.

Los periodos y pruebas de mantenimiento recomendados, son los mismos que se usan para el aceite mineral convencional, las cuales fueron mencionadas anteriormente.



Propiedad	Valor	Método de Ensayo
Eléctricas		
Rigidez dieléctrica	56 kV a 25°C (0.080 in. gap) 43 kV a 25°C	ASTM D1816 ASTM D877
Permisividad Relativa [Constante Dieléctrica]	2.2 a 25°C	ASTM D924
Factor de Disipación [Factor de Potencia]	0.10% a 25°C	ASTM D924
Resistividad Volumétrica	$1 \times 10^{14} \Omega\text{-cm}$ a 25°C	ASTM D1169
Física y química		
Densidad Relativa	0.87 a 25°C	ASTM D1298
Tensión Interfacial	40 mN/m a 25°C	ASTM D971
Número de Neutralización (Ácido)	5×10^{-3} mg KOH/g	ASTM D974
Viscosidad Cinemática	113 cSt a 40° 12 cSt a 100°C	ASTM D445
Contenido de agua	30 mg/kg	ASTM 1533B
Color	L 0.5	ASTM D1500
Térmicas		
Punto de Inflamación (Vaso Abierto)	276°C	ASTM D92
Punto de Combustión (Vaso Abierto)	312°C	ASTM D92
Punto de Fluidez	-24°C	ASTM D97
Conductividad Térmica	3.1×10^{-4} cal/(cm •sec •°C) a 25° C	Método CPS
Coefficiente de Expansión	7.3×10^{-4} cc/cc/°C a 25°C	Método CPS
Capacidad Térmica	0.46 (cal/gm/°C) a 25°C	ASTM D2766

Tabla 4-6 Propiedades del fluido R-Temp de Cooper Power Systems



4.12.4 Fluido de silicona Dow Corning 561

Otro líquido aislante que por sus excelentes propiedades de aislamiento y refrigeración eléctrica lo hacen apropiado para su uso en transformadores, capacitores y otros equipos eléctricos, diseñados para operar con altas temperaturas, es el fluido denominado Polidimetil Siloxona. Las características probadas según ASTM4652-92 se muestran en la tabla 4-7.

Parámetro	Unidad	Valor
Aspecto	-	Líquido transparente
Densidad a 25°C	kg/dm ³	0.96
Viscosidad a 25°C	mm ² / s	50
Contenido de agua	ppm	30
Calor específico	kJ/ kg. K	1.51
Conductividad térmica	W / Mk	0.151
Índice de refracción a 25°C	-	1.404
Tensión de ruptura	kV	50
Resistividad volumétrica	Ohm*cm	1.0 x10 ¹⁴

Tabla 4-7 Características del Dow Corning 561

Los polidimetilsiloxanos, incluyendo el fluido de transformador Dow Corning 561, se encuentran entre los productos químicos más seguros. Su baja toxicidad para los humanos, aves y vida silvestre y acuática está comprobada. Este fluido al igual que otros es reciclable, el procedimiento se encuentra especificado en la guía IEC-944, pero en caso de que este proceso no resulte costeable o difícil de llevar a cabo, puede ser mezclado con algún combustible compatible y ser usado en hornos industriales.



4.12.5 Fluido Envirotemp FR3

El fluido Envirotemp FR3⁵² es un refrigerante dieléctrico resistente al fuego, basado en éter natural, específicamente formulado para uso en transformadores de distribución y potencia donde sus exclusivas propiedades ambientales, químicas, eléctricas y de seguridad contra incendio constituyen una ventaja. Esta formulado a partir de aceites vegetales comestibles y aditivos. No contiene petróleo, halógenos, silicones u otro material cuestionable. Se degrada rápido y totalmente en el suelo y en ambientes acuáticos.

Posee un punto de combustión excepcionalmente elevado de 360°C y un punto de inflamación de 330°C, además de la más alta resistencia a la inflamación de los fluidos resistentes al fuego actualmente disponibles. Está referido como fluido de alto punto de combustión o “Resistente al Fuego” y está especificado como un líquido dieléctrico resistente al fuego por FM-Global⁵³ (FM) y Underwriters Laboratories (UL) en conformidad con los requisitos del National Electric Code (NEC) y diversas normas industriales de seguridad.

Este fluido es compatible con los materiales de aislamiento y componentes estándar de los transformadores y con los equipos y procedimientos de procesamiento de fluidos. Presenta características térmicas mejoradas (ver tabla 4-8) con una viscosidad más próxima del aceite de transformador convencional, rigidez dieléctrica superior en aplicaciones de servicios nuevos y existentes y excelente estabilidad química con el tiempo.

Los transformadores llenos con este fluido son también una excelente opción para instalaciones a la intemperie, **en redes o en bóvedas subterráneas** donde es necesario un margen adicional de seguridad contra explosión e incendio. También son preferibles cuando se necesita una protección contra impacto ambiental adverso en comparación con otros

⁵² Los datos técnicos, tablas y especificaciones provienen del boletín del fabricante. Boletín B900-00092S © 2005 Cooper Power Systems, Inc., o su afiliadas.

⁵³ FM Global Laboratory, <http://www.fmglobal.com/>



fluidos dieléctricos como el aceite de transformador convencional. Las aplicaciones a la intemperie donde se recomienda más seguridad incluyen proximidad a los edificios o a equipos valiosos, instalaciones en techos y proximidad a áreas peatonales.

Una ventaja en su producción, es que los aceites básicos de los cuales está formado, provienen de fuentes renovables –semillas oleaginosas– siendo fácilmente reciclables y reutilizables. Otras ventajas del relleno con fluido Envirotemp FR3 incluyen alta rigidez dieléctrica, constante dieléctrica muy próxima a la del papel Kraft -e aislante, excelente lubricidad, compatibilidad con los materiales y un coeficiente de expansión similar al aceite de transformador convencional. El fluido también actúa como agente secador para el aislamiento del transformador que se humedeció con el envejecimiento, esta propiedad ayuda a prolongar la vida útil del sistema de aislamiento del transformador. Los ensayos periódicos de mantenimiento para este fluido deben observar la misma programación usada para los transformadores llenos con aceite de transformador convencional.



Propiedad	Valor	Método de Ensayo
Eléctricas		
Rigidez dieléctrica	56kV @ 25°C (gap 2.0mm)	ASTM D1816
Permisividad Relativa [Constante Dieléctrica]	3.2 @ 25°C	ASTM D924
Factor de Disipación [Factor de Potencia]	0.08 @ 25°C	3.0 @ 100°C ASTM D924
Resistividad Volumétrica	20 x 10 ¹² Ω-cm @ 25°C	ASTM D1169
Rigidez de Impulso (Esfera a Esfera)	226 kV @ gap de 0,15"	ASTM D3300
Tendencia a la Gasificación	-79 (µL/min)	ASTM D2300
Física y química		
Densidad Relativa	0.92 @ 25°C	ASTM D129
Tensión Interfacial	24 mN/m @ 25°C	ASTM D971
Número de Neutralización (Ácido)	0.04 mg KOH/g	ASTM D974
Viscosidad Cinemática	34 cSt @ 40°C 8 cSt @ 100°C	ASTM D445
Contenido de agua	30 mg/kg	ASTM 1533B
Saturación relativa del agua	2 – 3%	Método CPS
Solubilidad del aire	16% @ 25°C @ 1 atm.	ASTM D2779
Aspecto	Transparente, Verde Claro	ASTM D1524
Color	L 0.5	ASTM D1500
Térmicas		
Punto de Inflamación (Vaso Cerrado)	316°C	ASTM D93
Punto de Inflamación (Vaso Abierto)	330°C	ASTM D92
Punto de Combustión (Vaso Abierto)	360°C	ASTM D92
Punto de Fluidez	-21°C	ASTM D97
Conductividad Térmica	4 x 10 ⁻⁴ cal/(cm · sec · °C) @ 25°C	Método CPS
Coefficiente de Expansión	7.4 x 10 ⁻⁴ cc/cc/°C @ 25°C	Método CPS
Capacidad Térmica	2.10 J/g/°C @ 50°C 2.39 J/g/°C @ 100°C	ASTM E1269
Propiedades Ambientales		
Relación BOD/COD	45%	SM5210B
Biodegradación Acuática	100%	EPA OPPTS 835.3100
Fácil Biodegradación	100%	EPA OPPTS 835.3100
Toxicidad Aguda en Alevines de Truchas	Mortalidad Cero para Ciclo de Prueba Completo	OECD 203

Tabla 4-8 Características del fluido Envirottemp FR3



Los límites aceptables para el uso continuo del fluido Envirotemp FR3 envejecido en servicio se especifican a continuación en la tabla 4-9.

Propiedad	Método ASTM	Fluido Nuevo conforme Recibido	Fluido Usado Límites para Servicio
Rigidez Dieléctrica gap 2mm (kV)	D1816	≥ 40	≥ 30
Factor de Disipación °C(%) 25°C 100°C	D924	$\leq 0,20$ $\leq 4,0$	–
Número de Neutralización (mg KOH/g)	D974	$\leq 0,06$	$\leq 2,5$
Punto de Inflamación (°C)	D92	≥ 300	–
Punto de Combustión (°C)	D92	≥ 340	≥ 300
Viscosidad (cSt) 40°C -100°C	D445	≤ 10	≤ 40 –
Punto de Fluidez (°C)	D97	≤ -18	–
Contenido de Humedad (mg/kg)	D1533B	≤ 200	≤ 400

Tabla 4-9 Límites de Aceptación Recomendados para Fluido Envirotemp FR3

Para el fluido que no se puede reacondicionar, las opciones recomendadas de eliminación incluyen venta a procesadores para reciclaje/refinado, conversión en biodiesel, o mezcla con aceite combustible para calderas y hornos industriales.



4.13 Gestión de residuos en el Campus Universitario de C.U.

4.13.1 Responsabilidades del área encargada de la recepción de subestaciones eléctricas

- Mantener actualizado el expediente ambiental de cada proyecto durante la etapa de construcción, así como entregar y revisar, conjuntamente con el área encargada de la operación y mantenimiento de la subestación eléctrica, la documentación relativa al cumplimiento del marco legal ambiental generada durante la etapa de diseño, preparación del sitio y construcción de la subestación eléctrica.
- En el momento de la entrega de la subestación eléctrica, verificar con el área encargada de la operación y mantenimiento, que las acciones en materia ambiental correspondientes a las etapas de diseño, preparación del sitio y construcción se hayan llevado a cabo quedado debidamente documentadas.
- Acordar con el área encargada de la operación y mantenimiento de la subestación eléctrica el cumplimiento de los términos y condicionantes establecidos por la autoridad ambiental competente, en materia de impacto ambiental, cambio de uso del suelo en terreno forestal o en la NOM-113-ECOL-1998 que no hubiesen sido ejecutados o cuyo cumplimiento rebase el tiempo de la etapa de construcción de la obra.



4.13.2 Responsabilidades del área encargada de la operación y mantenimiento de subestaciones eléctricas

- Asegurar que se cumpla con los ordenamientos del marco legal ambiental, a fin de que las subestaciones eléctricas operen o reciban mantenimiento conforme a las autorizaciones obtenidas en materia de impacto ambiental y/o cambio de uso del suelo en terrenos forestales, de acuerdo a la NOM-113-ECOL-1998 o en apego al Artículo 6° del Reglamento de la LGEEPA-EIA, según sea el caso.
- Asegurar que en la operación y mantenimiento de las subestaciones eléctricas se incorporen criterios y medidas para la protección a la población humana, así como al aire, agua, suelo, biodiversidad y a los bienes patrimoniales culturales del país.
- Preparar un programa general de cumplimiento de términos y condicionantes establecidas en las autorizaciones en materia de impacto ambiental y cambio de uso del suelo en terreno forestal, o en la NOM-113-ECOL-1998, en la etapa de operación de la subestación eléctrica, incorporando los compromisos de protección ambiental iniciados en la etapa de construcción y que, de ser el caso, tengan que continuar su cumplimiento durante la etapa de operación. Dicho programa se prepara con base en el que se estableció en la etapa de construcción y se incluye en el Programa General propio de la etapa de operación y mantenimiento de la subestación.
- Acordar con el área que construyó y recibió la subestación eléctrica el cumplimiento de los términos y condicionantes establecidos por la autoridad ambiental o los señalados en la NOM-113-ECOL-1998 que no hubiesen sido ejecutados o cuyo cumplimiento rebase el tiempo de construcción de la obra.



- Cuando se requiera, elaborar los términos de referencia, contratar y supervisar los estudios que sean necesarios para cumplir con las condicionantes establecidas en las autorizaciones en materia de impacto ambiental y cambio de uso de suelo en terrenos forestales cuando aplique o bien gestionar ante las autoridades correspondientes las autorizaciones ambientales que se requieran para la operación y mantenimiento de las subestaciones eléctricas.
- Verificar, antes de su entrega a la autoridad ambiental, que la documentación para la gestión de autorizaciones o el cumplimiento de condicionantes ambientales cumpla con oportunidad y calidad técnica los requerimientos del marco legal ambiental.
- Mantener actualizado el expediente ambiental de cada subestación eléctrica durante la etapa de operación y mantenimiento.
- Realizar la rehabilitación ambiental de las áreas que resultaren afectadas por las actividades de operación-mantenimiento o las efectuadas para atender una emergencia y/o contingencia, así como mantener informada oportunamente a la autoridad ambiental de los aspectos ambientales de la situación de emergencia y/o contingencia sufrida, y de las medidas de rehabilitación ambiental llevadas a cabo, conforme a lo establecido en el marco legal vigente.
- Programar el cumplimiento de los asuntos ambientales que deben atenderse durante la etapa de desmantelamiento de las subestaciones eléctricas y, en el caso de darse el término de la vida útil de la obra, notificar con oportunidad a la autoridad ambiental correspondiente del cumplimiento de las medidas de mitigación y/o compensación ambiental propuestas en la MIA y las establecidas en las autorizaciones en materia de impacto ambiental y cambio de uso del suelo en terrenos forestales y marco legal ambiental aplicable.



- Notificar al área normativa ambiental, con la periodicidad que ésta le requiera, el presupuesto ejercido en materia ambiental durante la etapa de operación y mantenimiento de las subestaciones eléctricas, así como durante la etapa de desmantelamiento, de darse el caso.
- Preparar informes de cumplimiento de condicionantes y de ser el caso, gestionarlos ante la autoridad que corresponda (federal, estatal o municipal).
- Atender las visitas de verificación ambiental que realice la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente.

4.13.3 Subestaciones eléctricas construidas antes de 1988

Las actividades de ampliación, modificación, sustitución de infraestructura o rehabilitación que se encuentren operando desde antes de 1988 se deben apegar a lo establecido en el artículo 6° del RLGEEPA-EIA.

Previo a la realización de las actividades de ampliación, modificación, sustitución de infraestructura o rehabilitación prepara la información para dar aviso a la Delegación Federal de la SEMARNAT que corresponda, marca copia al área normativa ambiental de las gestiones realizadas.

Área Responsable de la Operación y Mantenimiento de la Subestación Eléctrica.

- Recibe de la autoridad ambiental consultada el dictamen de exención o de requerimiento de presentación de la manifestación de impacto ambiental, según el caso.



- De ser el caso, incorpora los compromisos al programa general de supervisión ambiental.
- Cumple con las condicionantes establecidas por la autoridad (acciones de reforestación, de conservación de suelos, de manejo de especies de flora y fauna, informes, entre otros).
- De ser el caso, prepara con la periodicidad que indique la autorización en materia de impacto ambiental para la etapa de mantenimiento, los informes de cumplimiento de términos y condicionantes y lo envía a la Delegación de PROFEPA y/o Delegación Federal de la SEMARNAT en la entidad federativa que corresponda, marcando copia al área normativa ambiental.

Área Normativa Ambiental: Realiza inspecciones ambientales a la obra para verificar el cumplimiento, durante la etapa de operación y mantenimiento, de los términos y condicionantes, y del marco legal ambiental aplicable. Da recomendaciones a la AOM para atender omisiones o desviaciones detectadas.

4.13.4 Situaciones de emergencia

Ante una situación de emergencia, las obras y actividades que se realicen, ante la inminencia de un desastre o para salvar una situación de emergencia, en el predio de una subestación eléctrica se deben apegar a lo establecido en el artículo 7° del RLGEEPA-EIA, con la finalidad de llevar un registro que ayude a solventar futuras situaciones de emergencia y/o riesgo.

Área Responsable de la Operación y Mantenimiento de la Subestación Eléctrica:



- Prepara y presenta, en un plazo no mayor a 72 horas a partir del inicio de obra, el aviso a de la situación de emergencia.
- Realizar en no más de 20 días después del inicio, el informe de las acciones realizadas durante la situación de emergencia, y de las medidas de mitigación y compensación ambientales que se deben aplicar.
- Si las acciones de mitigación o compensación ambientales son contratadas, elabora términos de referencia. Contrata y vigila su ejecución. Aplica las medidas de mitigación o compensación ambiental correspondientes.

4.13.5 Ubicación de la subestación

- La subestación se debe ubicar en un área no clasificada como peligrosa y próxima al centro de carga eléctrica de la planta, y debe construirse de acuerdo a los resultados del estudio realizado durante el desarrollo de la ingeniería de detalle.
- En el diseño la distribución de equipo debe incluir espacios suficientes para el equipo (de acuerdo a artículos 110.13, 110.16, 110.34 de la NOM-001-SEDE-2005) que brinden condiciones seguras y facilidades al personal para circulación de personal, instalación, operación y mantenimiento al equipo sin que interfiera a los adyacentes y debe proveerse de las protecciones y accesorios necesarios para la seguridad del personal y del propio equipo.
- No se deben diseñar subestaciones en terrenos que presenten obstáculos subterráneos tales como tuberías de agua, alcantarillas, drenaje pluvial, líneas de vapor, servicios eléctricos y otros.



- El diseño de la subestación debe tomar en cuenta áreas reservadas, de acuerdo con IEEE Std.1127 o equivalente, capítulo 4, subcapítulo 4.1 selección y preparación del sitio de ubicación, apartado 4.1.1 selección y localización del sitio, punto 4.1.1.1 reservas ecológicas.
- El nivel de ruido audible generado por la operación de la subestación debe cumplir con lo especificado en la sección 924-13 inciso c, de la NOM-001-SEDE-2005.
- Los líquidos y gases empleados en la subestación y los equipos no deben presentar riesgos al personal y al entorno.
- Los aspectos de seguridad que deben ser cubiertos en el diseño de subestaciones, deben cumplir con lo dispuesto en el Código Nacional Eléctrico de seguridad (National Electrical Safety Code C2-, parte 1), reglas para la instalación y el mantenimiento de estaciones y equipo de suministro eléctrico o equivalente, así como lo establecido en las Secciones 924-6, 7 y 8 de la NOM-001-SEDE-2005.
- Como medio de desconexión en subestaciones abiertas, deben utilizarse cuchillas des-conectoras de operación en grupo, ya sea manual o por motor. Como dispositivo principal de desconexión y protección se deben seleccionar interruptores de potencia, de tres polos, montados sobre un bastidor soporte de acero, de acuerdo con los siguientes parámetros y accesorios:
 - El medio de extinción del arco debe ser vacío para tensiones de 13,8 hasta de 34,5 kV. Tiempo de interrupción de tres ciclos.
 - Mecanismo de operación tripolar con características de disparo libre, de energía almacenada por resorte, la carga del resorte debe ser por motor eléctrico. El mando para accionamiento de contactos debe ser manual sin energía de control y eléctrico (de forma local y remota).



- Tensión de control 125 V c.c. para bobinas, relevadores y señalización; tensión para motores 220 V, 3 fases, 60Hz; tensión para resistencias calefactoras 220 V, 2 fases, 60 Hz.
- Los interruptores deben cumplir con lo que indica la norma IEC62271-100.

4.14 Importancia de la norma NOM-113-ECOL-1998

Con la finalidad de establecer "...las especificaciones de protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de subestaciones eléctricas de potencia de distribución que se pretendan ubicar en áreas urbanas, rurales, agropecuarias, industriales, de equipamiento urbano o servicios y turísticas"⁵⁴, se crea la Norma Oficial Mexicana NOM-113-ECOL-1998; esta norma dentro de los puntos que tiene para nuestro interés, se encuentra el 3.10, el cual especifica la distancia de seguridad eléctrica mínima que debe existir entre cualquier parte energizada de la subestación eléctrica convencional y la barda perimetral, y que se presenta en la tabla 4-10:

Tensión (kV)	Distancia en metros (m)
400	7
230 y 161	6
138, 115 y 69	4
Menor a 69	2

Tabla 4-10 Seguridad eléctrica mínima

⁵⁴ Norma Oficial Mexicana NOM-113-ECOL-1998



También dentro de esta norma podemos encontrar, el punto 4.3 el cual es específico para la etapa de operación y mantenimiento de las subestaciones y en el cual se marcan las siguientes disposiciones:

- Cada transformador deberá contar con un sistema de captación de derrames de aceite dieléctrico.
- En el área donde se llevó a cabo el sembrado de árboles, se deben aplicar prácticas adecuadas para que los mismos alcancen talla suficiente que garantice su desarrollo.
- No se deben almacenar en el predio de la subestación eléctrica lo siguiente (este punto está en concordancia con el art. 924 de la NOM-0001-SEDE-2005):
 - Combustibles.
 - Pinturas.
 - Disolventes.
 - Aceites.
 - Líquidos aislantes dieléctricos catalogados como sustancias peligrosas.

Si durante la operación de la subestación se genera algún residuo considerado como peligroso, éste deberá manejar de acuerdo al Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Residuos Peligrosos y demás normatividad aplicable.

4.15 Contaminación por ruido

Inmersos en un mundo de ruido, el diario desarrollo de nuestras actividades se ve afectado por este persistente y nocivo agente contaminante. El ruido es uno de los residuos resultantes de muchos de los procesos de transformación que son parte de la vida cotidiana.



Factores tales como el crecimiento de la población y de las ciudades, el tráfico, los aviones, la actividad industrial, etcétera, aceleran día con día el aumento del ruido, con el consecuente deterioro de la calidad de vida y de la salud. El ruido causa más trastornos de los que podemos imaginar, pero se subestiman o ignoran muchos de sus efectos. A simple vista, la contaminación altera el color del cielo, el sabor del agua, y el aspecto de los bosques y selvas, sin embargo, de todos los géneros de contaminación, el ruido es el único que aparentemente no produce trastornos en el medio ambiente: no se ve, no se respira, no es tangible. No obstante, la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente establece que el ruido es una forma de contaminación, ya que al propagarse por el aire, el agua o el suelo, modifica los ecosistemas y daña la calidad de vida de las personas, por lo que el artículo 155 estipula la prohibición de la contaminación por ruido.

Ruido es todo sonido indeseable que moleste o perjudique a las personas⁵⁵. El que un sonido resulte aceptable o no, depende de tres cualidades: su intensidad, el tono y el timbre.

La intensidad se relaciona con la energía liberada por la fuente emisora y la distancia a la que se le detecta, de tal manera que el sonido puede ser fuerte, débil o moderado, dependiendo también del nivel auditivo individual. El ruido puede también acelerar este proceso de pérdida del oído, así como producir sordera temporal.

Una fuente fija es definida como “Toda instalación establecida en su sólo lugar que tenga como finalidad desarrollar actividades industriales, comerciales, de servicios o actividades que generen o puedan generar emisiones contaminantes a la atmósfera”⁵⁶. En general el funcionamiento de una subestación es una fuente generadora de ruido por lo que es necesario evaluar si se encuentran dentro de los niveles de ruido permisibles.

⁵⁵ Norma Oficial Mexicana, NOM-081-ECOL-1994

⁵⁶ *Ibíd.*



4.15.1 Niveles de ruido permisibles

La NOM-011-STPS-2001 establece los tiempos máximos permisibles de exposición por jornada de trabajo y define los niveles máximos de ruido a los que el trabajador puede estar expuesto, de acuerdo con los parámetros de la tabla 4-11:

Tiempo de exposición en horas	NSCE db (A) Nivel sonoro continuo equivalente
8	90
4	93
2	96
1	99
30 min	102
15 min	105

Tabla 4-11

Como se observa, cada incremento de tres decibeles (db) disminuye el tiempo de exposición a la mitad, dado al incremento de energía acústica emitida por la fuente. Aún así, la NOM-081-ECOL-1994 establece en su artículo 5.4 los siguientes límites máximos permisibles de los niveles sonoros en ponderación “A” (Decibel “A” sopesado con la malla de ponderación “A”) emitidos por fuentes fijas y mostrados en la tabla 4-12:

Horario	Límites permisibles
De 6:00 a 22:00	68 dB(A)
De 22:00 a 6:00	65 dB(A)

Tabla 4-12



CAPITULO 5

PRUEBAS A LOS COMPONENTES DE UNA SUBESTACIÓN

La inspección se define como la observación del estado físico y funcionamiento de las instalaciones y equipos instalados en las subestaciones, y se debe llevar a cabo con una periodicidad definida.

La inspección no es limitativa, por lo que, si la persona que la realice detecta alguna parte o equipo con alguna anomalía deberá de informar de inmediato y estar disponible para actuar en consecuencia en forma adecuada y oportuna.

Esta inspección consiste en la observación y verificación a detalle a través de pruebas, de los diferentes componentes de la subestación considerando obra civil, electromecánica, parámetros operativos, estado y condiciones físicas del equipo de la subestación.

Esta nos ofrece periódicamente un panorama general del estado de las subestaciones, con el propósito de programar con oportunidad la corrección de fallas potenciales, para mantener la confiabilidad, conservación y seguridad de la instalación.

5.1 ¿Porqué es necesaria la supervisión a los equipos?

La necesidad de trabajo o servicio en forma ininterrumpida y confiable obliga a ejercer una atención constante sobre el grupo de mantenimiento para que en caso de que se presenten problemas imprevistos, sean los menos frecuente y trascendentes posibles.



Para que los trabajos de mantenimiento sean eficaces son necesarios el control, la planeación del trabajo y la distribución correcta de las fuerzas humanas. A esto debe sumársele que el ingeniero en mantenimiento debe ser un ejecutivo con personalidad y alta capacidad técnica y administrativa, que debe asumir la responsabilidad de aplicar la ingeniería de fiabilidad y mantenimiento. Logrando así que se reduzcan los costos, tiempo de paro de los equipos, etc.

5.1.1 Costo y tipos de mantenimiento

La finalidad del mantenimiento es lograr la máxima vida económica de un edificio, equipo, sistema o producto cualquiera. Implica que es necesario, mediante la función mantenimiento, que el producto tenga la mejor fiabilidad, seguridad, operatividad y apariencia.

Recordemos que barato no es lo mismo que económico, siempre son opuestos. Lo económico es hacer que los costos sean mínimos. Lo barato satisface la acción inmediata, pero ocasiona mayores gastos en un periodo corto y medible de tiempo. Es común que el mantenimiento sea una función planeada e inclusive programada, y se encuentra ligada al diseño mismo de un producto, servicio o actividad y el fin de la vida útil de un producto es cuando cuesta más operar un equipo que reemplazarlo. De esta forma existe una división de tres grandes tipos de mantenimiento, cuyo fin es lograr abatir los costos, y estos son:

- **Mantenimiento Correctivo:**
Se efectúa cuando las fallas han ocurrido. Su característica es la corrección de las fallas a medida que se presentan ya sea por síntomas claros y avanzados o por paro del equipo, instalación, etc. Es el tipo más generalizado, quizá por ser el que menos conocimientos y organización requieren aparentemente.



- **Mantenimiento preventivo:**

Se efectúa para prever las fallas con base en parámetros de diseño y condiciones de trabajo supuestas. Su característica es evitar que las fallas ocurran mediante el servicio y reparación o reposición programada. La necesidad de servicio interrumpida y confiable obliga a ejercer una atención constante sobre el grupo de mantenimiento, y el cual cataloga la causa de algunas fallas, llega a conocer los puntos débiles de instalaciones y máquinas. Las ventajas de este tipo de mantenimiento son las siguientes:

 - Seguridad.
 - Mayor vida útil.
 - Bajo costo de reparación.
 - Bajos inventarios.

- **Mantenimiento predictivo:**

Prevé las fallas sobre la base de observaciones que indican tendencias. Su característica es la detección de las fallas en su fase inicial y la oportuna corrección de elementos y componentes del equipo o sistema. Este sistema requiere una programación completa, así como la coordinación con algunas otras áreas, contempla un alto costo inicial por refaccionamiento pero más económico que el originado por un paro del equipo o sistema.⁵⁷

5.1.2 Calibración y certificación del equipo de prueba

Un aspecto importante dentro del mantenimiento son las calibraciones de los equipos, cuya finalidad es la de dar la certeza de que los valores leídos son verdaderos, para ello se

⁵⁷ Fundamentos del mantenimiento: guías económicas técnicas y administrativas. Rubén Ávila Espinosa, Editorial Limusa. 1995



cuenta con la Ley Federal de Metrología, que en su artículo 81 establece que “Se instituye el Sistema Nacional de Acreditamiento de Laboratorios de Pruebas con el objeto de contar con una red de laboratorios acreditados que cuenten con equipo suficiente, personal técnico calificado y demás requisitos que establezca el reglamento, para que presten servicios relacionados con la normalización a que se refiere esta Ley”.

De esta forma es necesario tener aparatos confiables en sus mediciones y esto sólo será posible cuando las calibraciones sean hechas por los laboratorios acreditados y quiénes son los autorizados para usar el emblema oficial del sistema nacional de acreditación de laboratorios de pruebas. La Figura 5-1 nos muestra el logotipo de la EMA.



Figura 5-1 Logotipo EMA.

Estos laboratorios acreditados aseguran la uniformidad y consistencia de los criterios técnicos en la evaluación de la trazabilidad y la incertidumbre de las mediciones a través de las Guías Técnicas de Trazabilidad e Incertidumbre de las Mediciones, las cuales no reemplazan a los documentos de referencia en que se fundamentan las políticas de trazabilidad e incertidumbre de Entidad Mexicana de Acreditación.

Las Guías aportan criterios técnicos que sirven de apoyo a la aplicación de la norma NMX-EC-17025-IMNC-2006⁵⁸. La consistencia de las Guías con esta norma y con los demás documentos de referencia, permiten conseguir el propósito de asegurar la confiabilidad de la evaluación de la conformidad por parte de los laboratorios de calibración y ensayo.

⁵⁸ Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y de calibración, DOF lunes 24 de julio de 2006.



Al realizar servicios de calibración de medidores empleando un generador de referencia, independientemente de la magnitud de medición, el mensurando será el error de calibración relativo, el cual se expresará en unidades relativas a la magnitud o en un valor porcentual, el cual se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Error relativo (\%)} = \frac{\text{Valor medido} - \text{Valor referencia}}{\text{Valor referencia}} \times 100$$

Para los servicios de calibración de indicadores de temperatura y de medidores de ángulo de fase el mensurando será el error de calibración, el cual se expresará en unidades de la magnitud:

$$\text{Error [unidad]} = \text{Valor medido} - \text{Valor referencia}$$

El objetivo que se busca con estos cálculos es que el laboratorio reporte el error de calibración y su incertidumbre expandida con un nivel de confianza de aproximadamente del 95 %.

El laboratorio debe validar los métodos de medición utilizados en los servicios de calibración, para lo cual puede apoyarse en las propuestas de validación de métodos que propone la NMX-EC-17025-IMNC-2006.

Como requerimiento para obtener o mantener su acreditación, la Entidad Mexicana de Acreditación, A.C. solicita al laboratorio su participación en pruebas de aptitud, el laboratorio puede optar por esta opción para validar sus métodos.⁵⁹

⁵⁹ Guía técnica sobre trazabilidad e incertidumbre de las mediciones para servicios de calibración utilizando generadores de una función o multifunciones / junio 2004



5.1.3 Pruebas prototipo y pruebas de campo

Las pruebas realizadas a los componentes de los equipos eléctricos, son la base para verificar y apoyar los criterios de aceptación de los mismos o en defecto conocer las desviaciones que han presentado y realizar los ajustes correspondientes. Se consideran pruebas eléctricas aquellas que determinan las condiciones en que se encuentra el equipo eléctrico, y sirven para determinar los parámetros de operación. Las pruebas se pueden clasificar en dos grandes grupos:

- Pruebas de fábrica que incluyen a las siguientes pruebas:
 - Prototipo.
 - De rutina.
 - Opcionales para validación internacional.
- Pruebas de campo que incluyen a las siguientes pruebas:
 - De aceptación.
 - De mantenimiento.

5.1.3.1 Resistencia de aislamiento

La resistencia de aislamiento se define como la resistencia de un aislamiento al paso de corriente al aplicarle una tensión de directa durante un tiempo determinado; la corriente resultante se denomina “corriente de aislamiento” y esta presenta las siguientes componentes:

- Corriente Capacitiva: Es de magnitud alta y de corta duración, su valor decrece en un periodo de tiempo corto, y es responsable del bajo valor inicial de la resistencia de aislamiento.

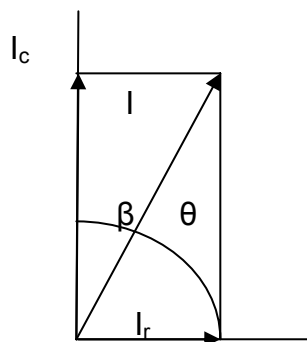


- Corriente de Absorción Dieléctrica: Los valores de resistencia obtenidos en los primeros minutos, son determinados por la corriente de absorción, dependiendo del equipo esta tarda varios minutos o varias horas, para alcanzar valores despreciables, efectos de prueba se consideran sólo 10 minutos.
- Corriente de Fuga: Es la que fluye sobre la superficie del aislamiento, permanece constante y predomina después que la corriente de absorción se hace insignificante, es la que determina las condiciones del aislamiento.

5.1.3.2 Factor de potencia en aislamientos

Una de las aplicaciones de esta prueba es la de conocer el estado de los aislamientos, se basa en la comparación de un dieléctrico con un capacitor. El factor de potencia de un aislamiento está expresado por la corriente de carga y la corriente de pérdidas que toma un aislamiento al aplicar una tensión determinada. Será la relación de los Watt's de pérdidas, entre las carga del dieléctrico bajo prueba. Como no existen los aislantes perfectos, además de una corriente capacitiva, se tendrá una corriente en fase con la tensión aplicada, llamada corriente de pérdidas dieléctricas.

En el siguiente diagrama vectorial son representadas:



I_r = Corriente de pérdidas.

I_c = Corriente de carga capacitiva.

I = Corriente resultante de I_c más I_r .

E = Tensión aplicada.

C_p = Capacitancia del aislamiento en prueba.

R_p = Resistencia del aislamiento en prueba.



Para aislamientos con bajo factor de potencia “ I_c , I” son de la misma magnitud y la corriente de pérdida “ I_r ” muy pequeña, el ángulo β es pequeño por lo tanto:

$$fp = \cos\beta = \text{sen}\beta \text{ y prácticamente } = \tan\beta$$

El factor de potencia será la relación de los Watt’s de pérdida (I_r) entre la carga Volt-Amper del dieléctrico bajo prueba (I). Tomando en consideración que la reactancia de los aislamientos es capacitiva y las pérdidas eléctricas reducidas, la magnitud de la corriente de carga se calcula por:

$$I = V * w * C \text{ o } VA = V_c * w * C$$

Donde:

I = Corriente de carga.

V = Tensión aplicada.

w= Frecuencia angular.

C= Capacitancia.

Los factores que afectan la prueba y tienden a incrementar el valor del factor de potencia de los aislamientos son la suciedad, la humedad, la temperatura, y la inducción electromagnética. El realizar la prueba, consiste en aplicar una tensión determinada al aislamiento a probar, medir la potencia real que se disipa a través de él y medir la potencia aparente en el mismo. El factor de potencia se calcula dividiendo la potencia real entre la potencia aparente.

Se anexa la tabla 5-1 como referencia del factor de potencia y la constante dieléctrica de algunos materiales.



Material	% FP 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	81.0

Tabla 5-1 Factor de potencia y constante dieléctrica.

El principio fundamental de las pruebas es detectar cambios en las características del aislamiento provocados por envejecimiento, contaminación, condiciones de operación, descargas parciales y efecto corona. Se anexa la tabla 5-2 como parámetro base del factor de potencia esperado para algunos equipos:

Equipo	% FP a 20°C
Boquillas tipo condensador en aceite	0.5
Boquillas en compound	2.0
Transformadores en aceite en operación	1.0
Transformadores nuevos en aceite	0.5
Cables con aislamiento de papel	0.3
Cables con aislamiento de hule	4.0 – 5.0

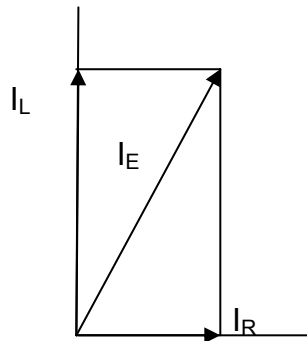
Tabla 5-2 Factor de potencia esperado para algunos equipos

5.1.3.3 Prueba de corriente de excitación

La medición de la corriente de excitación en transformadores, determina la existencia de espiras en corto circuito, desplazamiento del devanado y núcleo, conexiones flojas o en mal estado.



La corriente de excitación, es aquella que se obtiene del devanado primario al aplicar una tensión, y el devanado secundario se encuentra en circuito abierto, esta corriente consta de dos componentes, la corriente reactiva magnetizante del núcleo y la corriente de pérdidas en el núcleo.



I_L = Corriente magnetizante.

I_R = Corriente de pérdidas.

I_E = Corriente de excitación del devanado del transformador.

La magnitud de la corriente de excitación, depende de la tensión aplicada, del número de vueltas del devanado. El factor que afecta la prueba, es el magnetismo remanente en el núcleo y la inducción electromagnética.

5.1.4 Pruebas de fábrica

Pruebas Prototipo: Estas son realizadas a diseños nuevos y su objetivo es cumplir con los valores establecidos dentro de las normas nacionales e internacionales que les competa, así como las especificaciones para lo cual fueron fabricados estos equipos. Se realizan pruebas dieléctricas prototipo y de desarrollo al aislamiento externo e interno de equipo eléctrico. Las pruebas prototipo tienen como objetivo verificar que los equipos cumplan con la norma correspondiente, mientras que los de desarrollo tienen la finalidad de encontrar la mejor opción técnico-económica para una necesidad específica de aislamiento. La realización de pruebas a equipos eléctricos para evaluación de aislamiento se deben realizar de acuerdo a ANSI-C-29-1-1988 la cual especifica los métodos de prueba para aisladores de energía eléctrica y ANSI/ IEEE-4-1978, en la cual se enumeran los procedimientos generales para las pruebas de aisladores en condiciones húmedas y con contaminantes.



Algunas pruebas de fábrica son las siguientes:

- Prueba de tensión a baja frecuencia: Se realizan con frecuencias entre 15 y 100 Hz en húmedo, y con contaminación en niebla limpia o niebla salina.⁶⁰
- Prueba de tensión a baja frecuencia en seco: La tensión aplicada inicial puede levantarse aproximadamente al 75% del valor de tensión de impulso seco, y la proporción continua de aumento de tensión será tal que el tiempo al impulso no estará menos de 5 segundos ni más que se alcanzan 30 segundos después de 75% del valor del impulso de tensión.
- Valor de tensión de impulso seco: El valor de tensión de impulso seco de un equipo bajo prueba será la media aritmética de cinco lecturas individuales tomadas consecutivamente. El período entre pruebas no estará menos de 15 segundos ni más de 5 minutos. Esta prueba se realiza en las condiciones siguientes:

Presión barométrica: 29.92 pulgadas/mercurio (10.086x 10⁴ pascales)

Temperatura: 77°F (25°C)

Presión de vapor: 0.6085 pulgadas/mercurio (2.051x 10¹⁰3 pascales)

Está sujeta a las correcciones por temperatura, presión barométrica y densidad del aire, humedad relativa.

- Prueba de tensión de baja frecuencia en humedad: Dadas las condiciones de humedad y rocío para la prueba A no menos de 1 minuto, la tensión aplicada puede levantarse rápidamente al 75% del valor promedio de tensión de impulso mojado. La proporción continua de aumento de tensión será tal que el tiempo al impulso no será

⁶⁰ ANSI-C37-55-2002; American National Standard for Switchgear—Medium-Voltage Metal-Clad Assemblies—Conformance Test Procedures



menor que 5 segundos ni más de 30 segundos después de 75% del valor de tensión de impulso húmedo. El valor de tensión de baja frecuencia húmedo será la media aritmética de al menos cinco pruebas individuales tomadas consecutivamente, el período entre la descarga consecutiva no será de menos de 15 segundos ni más de 5 minutos entre ellas.

- Prueba de resistencia de aislamiento en seco: El valor de tensión a baja frecuencia es del 75% y se sostiene durante 1 minuto y se registran ambos valores estos son corregidos por condiciones atmosféricas.

$$V_p = V_c * \alpha$$

V_p = Tensión de prueba en kVolt

α = Densidad relativa del aire

- Prueba de rutina: Son las pruebas realizadas individualmente a cada equipo ensamblado conforme a métodos establecidos por las normas correspondientes a cada equipo. Estas pruebas verifican la calidad y que los parámetros se encuentren dentro de los rangos de Incertidumbre establecidos. En estas pruebas se determina cual equipo se aprueba o rechaza estas pruebas dependen de los equipos pero son normalmente:
 - Resistencia de aislamiento entre cámaras y el cuerpo a tierra.
 - Resistencia de contacto para determinación de pérdidas.
 - Potencial aplicado a 5 minutos.
 - Factor de potencia a los componentes y pérdidas dieléctricas.
 - Prueba de impulso y descargas parciales.
- Pruebas Optativas: Son aquellas que para determinados usuarios se realizan en conjunto (fabricante – usuario) o también aquellas que cumplen especificaciones extraordinarias para pedidos internacionales. Todas las pruebas prototipo incluyen a



las Pruebas de rutina y Optativas para acreditar la calidad, del producto de acuerdo a las normas y especificaciones.

5.1.4.1 Pruebas de impulso por rayo

Las descargas atmosféricas se simulan aplicando al equipo descargas parciales de acuerdo al nivel básico de impulso para cada tensión, en condiciones el valor máximo de cresta no sobrepasa los 10 microsegundos, el valor de cresta aplicado será del 115%, mostrado en la Figura 5-2.

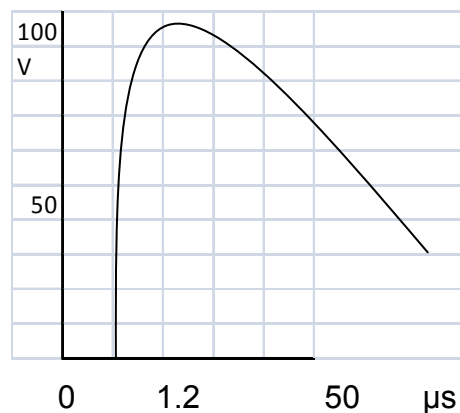


Figura 5-2 Onda completa 1.2x 50 µs.

El circuito se ajusta para una onda normalizada de 1.2 microsegundos de frente y 50 microsegundos al valor medio, el valor de tensión se ajusta para el 50% al 75% del rango para verificación de defectos acentuados.

5.1.4.2 Pruebas de potencial aplicado

Para realizar esta prueba, los equipos se someten al 180% hasta 300% a la frecuencia de operación para cada tensión de diseño, el tiempo máximo aplicado será de un minuto, y



se obtendrá la media aritmética a 5 pruebas realizadas en un tiempo de 10 segundos mínimo a 5 minutos máximo entre sí.

5.1.4.3 Pruebas de descargas parciales

Estas pruebas determinan la calidad del aislamiento, se utiliza para descubrir porosidades y grietas en los aislamientos sólidos, el generador y el banco de capacitores, se ajustan de acuerdo a las características del equipo a probar.

5.1.4.4 Pruebas de potencial inducido

Con esta prueba se verifica la resistencia del aislamiento entre partes del devanado, como espiras, entre secciones, entre capas a tierra, etc. que no fueron probadas por la prueba de potencial aplicado. La prueba consiste en inducir tensión de prueba al 200% del valor nominal de operación, con una frecuencia de 7200 Hz a un segundo. En la práctica, el tiempo real de prueba se obtiene dividiendo:

$$T_p = \frac{7200}{F_g}$$

T_p = Tiempo de prueba real.

F_g = Frecuencia del generador de inducido.



5.1.4.5 Prueba de elevación de temperatura

Esta prueba reproduce las condiciones de una carga nominal y la elevación de temperatura que ocurre durante la carga, para asegurar que la temperatura a su potencia nominal no exceda los valores de norma requeridos.

Prueba equivalente de corto circuito: Un devanado se pone en corto circuito y la tensión aplicada al devanado, nos da un valor tal que la entrada de potencia sea igual a las pérdidas totales de plena carga continua.

Para calcular la temperatura del transformador a régimen normal se utiliza la siguiente ecuación:

$$\Theta = \frac{R_{\theta}}{R_0} (k + \Theta_0) - k$$

Donde:

Θ = Temperatura correspondiente a R_{θ} (°C)

Θ_0 = Temperatura correspondiente a R_0 (°C)

R_{θ} = Resistencia en caliente (Ω)

R_0 = Resistencia en frío (Ω)

k = constante cobre 234.5 y para aluminio 225

Método de oposición: Se emplean dos transformadores iguales, consistente en conectar una fuente a uno de los devanados para alimentar las pérdidas en vacío, y otra fuente a otro devanado, con tensión tal que produzca las corrientes nominales para alimentar las pérdidas en los devanados⁶¹.

⁶¹ Manual de equipos eléctricos , Ing. Enríquez Harper ,editorial Limusa



5.1.5 Pruebas de campo

Son las condicionadas por el cliente en acuerdo con el fabricante para la aceptación de los equipos, algunas pruebas se realizan durante la instalación para energización de equipos que por capacidad o diseño se requiere la presencia del fabricante.

5.2 Características del equipo de prueba

5.2.1 Probador de resistencia de aislamiento

Es un instrumento completamente autónomo diseñado para realizar la prueba de resistencia de aislamiento de alta tensión en el mantenimiento y servicio de maquinaria rotatoria, transformadores, mecanismos de conmutación e instalaciones industriales. Un ejemplo de este equipo se puede ver en la figura 5-3. Las tensiones de prueba pueden ser realizadas a 250V, 500V, 1000V, 2500V, 5000V. La tensión aplicable está en función de la tensión nominal y está dada por la relación:

$$V_p = 2.5V_n$$

Donde:

V_p = tensión de prueba en CD.

V_n = tensión nominal de operación.



Figura 5-3 Probador de resistencia de aislamiento.



Las lecturas pueden variar en función de la capacidad del equipo de prueba y van desde 10kΩ a 1GΩ, 1GΩ, a 20 MΩ, los digitales desde 100Ω a 100 GΩ, 500 TΩ. El principio básico de operación es por medio de un generador de c.a. sin escobillas, de giro manual y baja tensión. La salida está regulada de modo electrónico. Para giros manuales lentos (<180 RPM) la lectura en la carátula será inestable, una velocidad excesiva no afecta. El diagrama esquemático de funcionamiento de este aparato se puede apreciar en la figura 5-4.

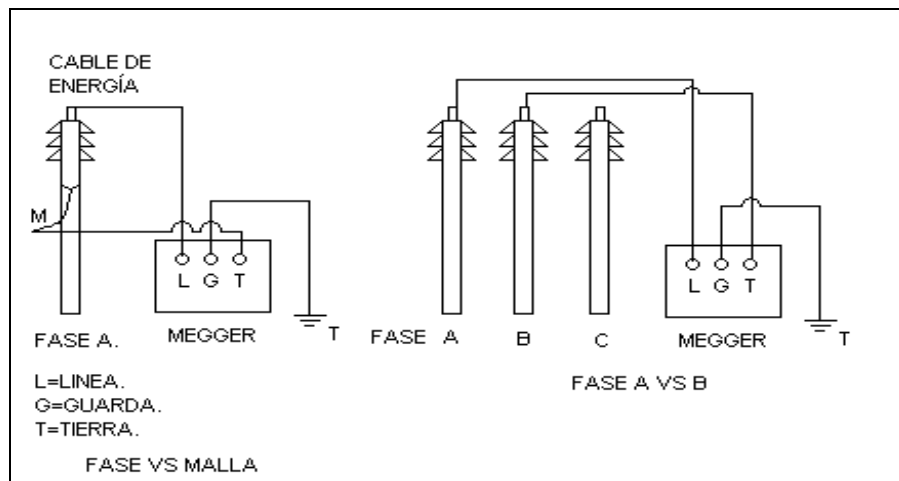


Figura 5-4.- Instrumento de prueba Megger típico conectado para medir resistencia de aislamiento.

El equipo incluye tres tomas marcadas “+”, “-”, “G”. Para pruebas de aislamiento básico donde hay pocas posibilidad de fuga superficial, solo se utilizan los bornes “+”, “-”. En las pruebas de cables, puede haber trayectos de fuga superficial a través del aislamiento entre el cable desnudo y la cubierta externa debida a presencia de humedad o suciedad. En estos casos se coloca un alambre alrededor del aislamiento al ½ camino de tramo y se conecta al Borne “G”.

Las precauciones en la operación del equipo son las siguientes:

1. El circuito de prueba debe ser desconectado, desenergizado y aislado antes de efectuar las conexiones de prueba.



2. Los circuitos de carga capacitiva deben ser conectados a tierra después de ser descargados (3-5 min).
3. Las conexiones del circuito en prueba no deben ser tocadas.

5.2.2 Probador de potencial aplicado

Es un equipo de prueba para alimentar alta tensión, y ejecutar pruebas de aislamiento en C.D., C.A. con mínimo esfuerzo en la instalación. Con esta prueba se verifica la corriente circulante por fuga en el aislamiento el instrumento también realiza prueba de continuidad, capacitancia, corriente de fuga, en el aislamiento eléctrico. La fuente de tensión fija y corriente variable nos permite verificar, por las características de alta impedancia entre los bornes del equipo, la continuidad si está presenta problemas se crea una corriente circulante afectando la integridad de los circuitos y aparato verificador, la cual se corta cuando se obtienen 25 A de prueba.

La prueba de potencial mide la corriente que sería el resultado del conductor afectado o seccionado accidentalmente. Un interruptor se proporciona para seleccionar la comprobación a normal o la polaridad inversa. Las medidas de 0 a 10 mA se indican mediante carátula analógica con la sensibilidad mayor que $0.01 \mu\text{A}$, en el equipo de prueba; se muestra un ejemplo de este equipo en la figura 5-4.



Figura 5-5 Equipo de prueba de alta tensión (80 kV Hipotronics)

La prueba de aislamiento high-pot mide la capacitancia del aislamiento al alta tensión descubrir paredes débiles (manchas o poros) en el aislamiento que puede causar fallas en el futuro. En el equipo sujeto a prueba la tensión se ajusta a $1.5 V_n$ (tensión nominal), ajustándolo en pasos en un minuto ya calibrado, durante 5 minutos se obtendrá y registrará la corriente de fuga (de 0.3 miliamperes hasta 2.5 amperes) en caso de falla. La alarma visual y audible indica fuga o ruptura del aislamiento. ⁶²

5.2.3 Probador de resistencia de contacto

Una prueba de baja resistencia es una medición por debajo de 1.0 ohmio; a este nivel es importante usar equipos de prueba que minimizarán los errores introducidos por la resistencia de los cables de prueba y/o resistencia de contacto entre el probador y el material que se está probando. Además, a este nivel, las tensiones permanentes a través del aparato bajo medición pueden causar errores que necesitan ser identificados.

⁶² Avo High-pot testers



La medición de baja resistencia ayuda a identificar elementos de resistencia que se han incrementado por arriba de valores aceptables. La operación de equipos eléctricos depende del flujo controlado de corriente dentro de los parámetros de diseño del equipo.

La relación física por la que se calcula la resistencia de un material de sección uniforme dada:

$$R = \frac{\rho \cdot L}{A}$$

R = Resistencia en Ohm.

ρ = Resistividad específica del materiales Ohm-cm.

L = Longitud en centímetros.

A = Área de la sección transversal en cm².

Con la prueba podemos determinar las pérdidas en el cobre (I²T). La resistencia de todos los metales puros se incrementa cuando aumenta la temperatura. Cuando se hace una medición en un material específico, el operador puede calcular el cambio en resistencia debido a un cambio en temperatura, multiplicando la resistencia a la temperatura de referencia por el coeficiente de temperatura de resistencia y por el cambio en temperatura de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$R_2 - R_1 = (R_1)(\alpha)(T_2 - T_1)$$

Donde:

R₁ = Resistencia del conductor a la temperatura de referencia.

R₂ = Resistencia del conductor cuando se hace la medición

T₁ = Temperatura de referencia.

T₂ = Temperatura a la cual se hace la medición.

α = coeficiente de temperatura de resistencia para el material que se está probando.



La tabla 5-3 muestra las resistividades para algunos materiales y conductores, así como sus coeficientes de temperatura.

Para realizar esta prueba se utiliza un equipo Ducter o Micro-ohmetro⁶³, como el mostrado en la figura 5-6, su funcionamiento es sencillo: simplemente se conectan las terminales de tensión y corriente, se enciende el instrumento y se lee la medición obtenida directamente en la carátula digital. Las aplicaciones típicas incluyen la medición de la resistencia de contactos del interruptor, cortacircuitos, transformadores, generadores, bobinados de motor, unión en bus de barras en tableros, empalmes de cable, soldaduras, fusibles y otros compuestos.



Figura 5-6 Equipo eléctrico de prueba TTR

⁶³ AEMC Micro-ohmetro 10amp. Modelo 6250



Resistividades Conductor	MICRO_ OHM			Coeficientes de Temperatura	
	Centímetro Cúbico	Pulgada Cúbica	ohmio por Pie	Por °C	Por °F
Aluminio	2.83	1.11	17.0	0.0038	0.0021
Carbono (Grafito)	700	275	4210	-0.00025	-0.00014
Constantán (Cu 60%, Ni 40%)	49.0	19.3	295	Insignificante	Insignificante
Cobre (recocido)	1.72	0.68	10.4	0.00393	0.00218
Hierro (99.98% puro)	10.0	3.94	60.2	0.0050	0.0028
Plomo	22	8.66	132	0.0043	0.0024
Manganina (Cu 84%, Ni 4%, Mn 12%)	44	17.3	264	Insignificante	Insignificante
Mercurio	95.78	37.7	576	0.00090	0.00050
Platino	9.9	3.9	59.5	0.0038	0.0021
Plata	1.65	0.65	9.9	0.0040	0.0021
Tungsteno	5.5	2.17	33.1	0.0045	0.0025
Cinc	6.1	2.4	36.7	0.0037	0.0021

Tabla 5-3 Resistividades para algunos materiales y conductores.

5.2.4 Equipo de prueba de factor de potencia

El factor de potencia de un aislamiento es una cantidad 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, el cual es una característica del aislamiento al ser sometido a campos eléctricos. La prueba consiste en medir la potencia en Watt's que se disipan en el aislamiento al ser aplicado una tensión determinada y medir la carga en Volts - Ampere. El factor de potencia se calcula con la siguiente ecuación:

$$fp = \frac{W}{VA} * 100$$



Donde:

f.p.= Factor de potencia.

W= Potencia real.

VA= Potencia reactiva.

Es necesario conocer los valores básicos de factor de potencia de materiales aislantes, de los cuales algunos fueron presentados en la tabla 5-2. El principio de esta prueba es detectar los cambios en las características del aislamiento como resultado del tiempo y condiciones de operación del equipo.⁶⁴

5.2.5 Equipo de prueba para relación de espiras (TTR)

La relación de transformación se define como la relación de vueltas o de tensión del primario al secundario o la relación de corrientes del secundario al primario en los transformadores, las ecuaciones para calcular son las siguientes:

$$R_t = \frac{N_p}{N_s} = \frac{V_p}{V_s} = \frac{I_s}{I_p}$$

Donde:

R_t =Relación de transformación.

V_s =Tensión en el secundario.

N_p =Número de espiras del primario.

I_s =Corriente en el secundario.

N_s =Número de espiras del secundario.

I_p =Corriente en el primario.

V_p =Tensión del primario.

El equipo automático TTR (Transformer Turn Relation) está diseñado para realizar la medida de la relación de transformación de transformadores de potencia y de distribución. Éste instrumento simplemente aplica tensión al devanado de alta del transformador y mide

⁶⁴ CFE Manual de procedimientos de pruebas de campo para equipo primario de subestaciones de distribución



de forma precisa la tensión resultante en el devanado de baja. Además de la relación de transformación, la unidad mide la corriente de excitación, el ángulo de desfase entre los devanados de alta y de baja tensión y el porcentaje de desviación de la relación. La relación de transformación puede cambiar debido a varios factores, incluyendo daños físicos a causa de las fallas, deterioro del aislamiento, contaminación, espiras en corto y daños producidos durante el transporte; para poder calcular la diferencia entre el valor leído y el teórico se utiliza la siguiente ecuación:

$$\text{Diferencia (\%)} = \frac{\text{Relación teórica} - \text{Relación medida}}{\text{Relación teórica}} \times 100 < 0.2\%$$

Si la relación de transformación cambia más de un 0,2 % de la relación de transformación nominal, el transformador podría no funcionar correctamente. Un TTR trifásico como el mostrado en la Figura 5-7, ayudara a tener las lecturas correctas.

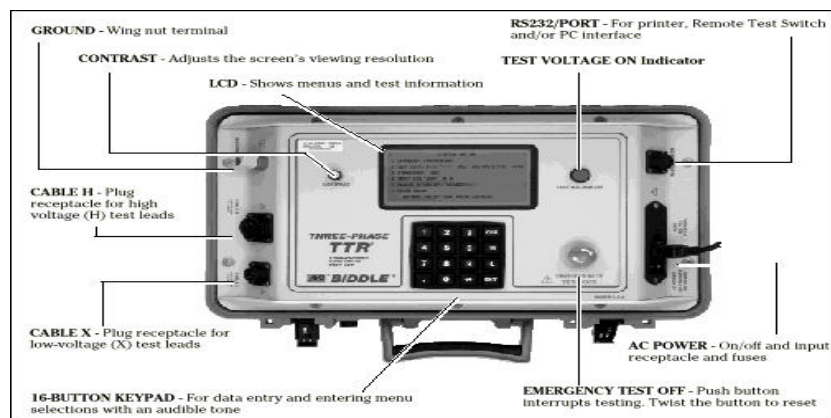


Figura 5-7 TTR digital trifásico

Otro valor que podemos obtener con este equipo es el de corriente de excitación que es la que mantiene la excitación del flujo magnético en el núcleo del transformador. El equipo TTR permite medir la corriente de excitación a través de la aplicación de tensión en uno de los devanados. La medida precisa de la corriente de excitación proporciona información



sobre la condición del núcleo del transformador. Las circulaciones de corrientes no deseadas o puestas a tierra accidentales pueden afectar a la corriente de excitación e indicar un problema.

Finalmente, también podemos obtener el ángulo de desfase entre la señal de tensión aplicada en el devanado de alta tensión y la tensión en el devanado de baja tensión. El desfase entre los lados de alta y baja del transformador es generalmente muy pequeño cuando se aplica la tensión de prueba. Sin embargo, si hay deterioro o daño en el núcleo del transformador el desfase puede cambiar significativamente.⁶⁵

5.2.6 Probador de tiempo de operación en vacío, simultaneidad y operación de interruptores

Para esta prueba se requiere determinar los tiempos de operación de interruptores de potencia en sus diferentes formas de maniobras así como el sincronismo de sus polos, por lo cual se utiliza un registrador motorizado (Registrador de tiempos como se muestra en la Figura 5-8), el cual marca la operación Cierre, apertura del interruptor en sus tres polos, desde que las señales de mando son activadas, el inicio de magnetización en bobina hasta la apertura de los polos principales, y de igual manera la operación de cierre.

⁶⁵ BIDDLE TTR TRIFÁSICO Equipo de Medida de Relación de Transformación Trifásico



Figura 5-8 Registrador de tiempos.

La señal de referencia permite medir en tiempo y secuencia los eventos del interruptor y determinar si se encuentra dentro de los parámetros del fabricante, así como determinar las características de las bobinas de mando.⁶⁶

Las pruebas de vacío (hermeticidad), se realizan con un equipo de inyección de corriente y tensión, cuyos parámetros son fijos (2500 V_{cd}, 100 mA) y actúan sobre un indicador luminoso, cuando se da alguna falla en los contactos de la botella, los valores patrón no son coincidentes, se activa la alarma indicando cambio de características.

5.2.7 Probador de resistencia a tierra

Los instrumentos para pruebas de resistencia de tierra incluyen: una fuente de tensión, un óhmetro para medir directamente la resistencia, e interruptores para cambiar el rango de resistencia del instrumento. Los cables de extensión conectan las terminales en el instrumento a tierra y electrodos de referencia, como se describirá posteriormente. Un generador de manivela o un alimentado por baterías proporciona la corriente requerida; la resistencia en Ohm se lee mediante un apuntador en una escala o lectura digital desplegada.

⁶⁶ Medición de tiempo operación interruptores. Modelo Egil. Marca Programma.



Existen dos métodos de prueba básicos, que se muestran esquemáticamente en la figura 5-9, llamados:

1. Método de caída de potencial, o prueba de tres terminales. (NOM-22-STPS-2008)
2. Método directo, o prueba de dos terminales.

Método de caída de tensión: Procedimiento de medición: Se debe utilizar el método de caída de tensión que consiste en hacer circular una corriente entre dos electrodos fijos, uno auxiliar y el otro de prueba, midiendo la caída de tensión entre otro electrodo auxiliar y un electrodo bajo medición; el segundo electrodo auxiliar se desplaza y conforme esto ocurre se van tomando las lecturas y graficando éstas hasta obtener una gráfica similar a la que se ilustra en la Figura 5-9.

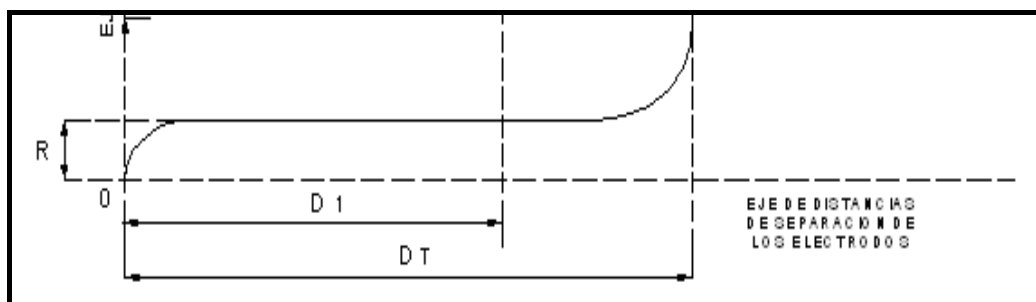


Figura 5-9 Método caída de potencial.

El valor de la resistencia de la red de tierras es el que se obtiene en la intersección del eje de resistencia con la parte paralela de la gráfica al eje de las distancias; Sí la curva no presenta un tramo paralelo quiere decir que la distancia entre los electrodos no es suficiente, por lo que se debe alejar la red de tierras. Los valores de la resistencia que se obtengan en esta prueba deben estar comprendidos entre 0 y 25 Ohms, y para sistemas de pararrayos, la resistencia de la red de tierras debe tener un valor no mayor a 10 Ohms, la figura 5-10 nos ayuda a ver la relación de la resistencia de tierras.

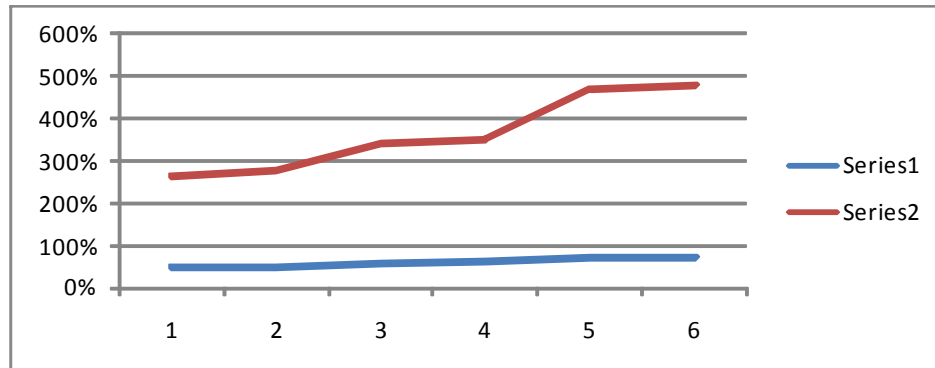


Figura 5-10 Gráfica de resistencia de la tierra.

Así como el uso de cuatro terminales es necesario para realizar las mediciones de resistividad, el uso de tres o cuatro terminales es indistinto para las pruebas de la resistencia de un electrodo o varilla ya instalada.⁶⁷

El Método directo: Cuando se emplea un instrumento de cuatro terminales, las terminales P_1 y C_1 se conectan al electrodo a tierra bajo prueba; las terminales P_2 y C_2 se conectan a un sistema de tubos de agua completamente metálico. Con un instrumento de tres terminales, conecte X al electrodo a tierra, P y C al sistema de tubos. Si el sistema de agua es extenso (que cubre un área grande), su resistencia sola debe ser una fracción de un Ohm. Después puede tomar la lectura del instrumento como la resistencia del electrodo bajo prueba. La Figura 5-11 nos muestra un equipo de 3 y 4 terminales para medir la resistencia de las tierras.⁶⁸

⁶⁷ NOM-022-STPS-2008

⁶⁸ Manual de operación KYURITSU



Figura 5-11 Torrómetro Kyuritsu de 3 y 4 terminales

5.2.8 Probador de relevadores

Existe una gran variedad de equipos de prueba para relevadores, pero todos están conformados por las mismas características, fuente de corriente variable, fuente de tensión variable, contactos auxiliares, cronómetro. El objetivo es determinar si los componentes de protección se encuentran dentro de los parámetros de diseño y si cumplen con los tiempos a los cuales se encuentran calibrados los relevadores, por medio del probador de relevadores, semejante al de la figura 5-12. Estas pruebas son fundamentales para asegurar la protección de los equipos y conductores.



Figura 5-12 Probador de relevadores multiamp



5.2.9 Probador de rigidez del aceite del transformador

La unidad puede ser portátil y ligera para el uso del campo, el funcionamiento es de manejo simple, y semiautomático. Conveniente para prueba de ruptura de rigidez dieléctrica al aceite aislante hasta 60 kV. Permite realizar las pruebas al aceite de una variedad de equipos eléctricos como los transformadores, cortacircuitos, interruptores de potencia con aceite y otros equipos.

El funcionamiento del equipo de prueba es simple y los resultados se muestran en un indicador de carátula. Para llevar a cabo la calibración se determina la separación entre los contactos de prueba de acuerdo al tipo de aceite a probar, y se va incrementando la tensión hasta que se produce el arco eléctrico. Al romper la rigidez del aceite, el instrumento quitará la tensión de la prueba y desplegará el valor de tensión máxima aplicado en la ruptura. En estos equipos el usuario puede fijar la tensión de prueba cuando quiera a llevar a cabo un valor fijo de tensión contra un tiempo determinado de la prueba. La tensión se mantendrá a este nivel durante un minuto o hasta la avería. Después de un minuto la tensión continuará subiendo automáticamente hasta que el arco ocurra o al rendimiento máximo del instrumento.

La prueba proporciona de primera mano una muestra de las condiciones en las cuales opera el aceite del equipo, podemos observar su color, olor y determinar por la prueba de rigidez si este mantiene sus propiedades dieléctricas para aislar los componentes internos del equipo. En transformadores se realizan tres muestras de ruptura y se obtiene el resultado promedio ⁶⁹

⁶⁹ Equipo Oil Test Set de Megger Group Limited



5.3 Pruebas tipo a cables subterráneos (6kV – 35kV)

Al terminar la instalación, se deben hacer pruebas de resistencia de aislamiento a los conductores de baja tensión y pruebas de resistencia de aislamiento así como de alta tensión (Hi-Pot) a los conductores de media tensión. Estas pruebas deben aplicarse bajo la norma NMX-J-142 ANCE-2000⁷⁰.

5.3.1 Prueba de resistencia de aislamiento

Inmediatamente después de que se ha instalado el cable, pero antes de que se efectúen las terminales y los empalmes, se debe hacer una prueba de resistencia de aislamiento, usando un probador de aislamiento. La prueba de resistencia de aislamiento tiene por objeto determinar que no existe una falla franca entre elementos del sistema, producida durante la instalación del cable. Antes de efectuar la medición conviene calcular analíticamente la resistencia del cable como sigue:

$$R_a = K \log_{10} \left(\frac{D}{d} \right)$$

Donde:

R_a = Resistencia de aislamiento en MOhms-km.

K = Constante de resistencia de aislamiento a 15.6°C.

D = Diámetro sobre aislamiento en milímetros.

d = diámetro bajo aislamiento en milímetros.

Se hace otra verificación a la resistencia de aislamiento después de que se han efectuado los empalmes, terminales y que el sistema de cables esté listo para las pruebas

⁷⁰ Cables de energía con pantalla metálica, aislados con polietileno de cadena cruzada o a base de etileno-propileno para tensiones de 5 kV a 115kV; especificaciones y métodos de prueba. Norma ANCE, 2000



de aceptación. El valor de resistencia de aislamiento depende del material del aislamiento, de las dimensiones del cable, de su longitud y de la temperatura ambiente, este valor de resistencia de aislamientos varía dependiendo del material a utilizar en los cables, como lo muestra la tabla 5-4.

Aislamiento	K (megohm-km) a 15.6°C
Polietileno	15240
Vulcanel XLP	6100
Vulcanel EP	6100
XLP baja tensión	3048
PVC	610
PVC + Nylon	914

Tabla 5-4. Constante de resistencia de aislamiento a 15.6°C

El valor de R_a debe corregirse por temperatura de acuerdo a las especificaciones del fabricante y por longitud. Al hacer la corrección por longitud, debe recordarse que la resistencia de aislamiento varía inversamente con ella. En la prueba a cables de baja tensión (hasta 600 V), debe aplicarse mínimo una tensión de 1000 V c.c. por un minuto y los valores deben registrarse en un formato semejante al mostrado en la figura 5-13. Para los cables de media tensión debe aplicarse mínimo una tensión de 5000 V c.c., por 10 minutos, registrando también los valores.



CAPÍTULO 5.- PRUEBAS A LOS COMPONENTES DE UNA SUBESTACIÓN



5 000 V	C	A+B																		
Ip	FASE "A":			FASE "B":			FASE "C":													
Ra = (K * log. (D/d)) (1000/L) (1/F.C)										1000 = Constante fijo										
Ra= Resistencia teÓrica										K = Constante al tipo de aislamiento= 5120										
log.= logaritmo de la base 10										F.C= Factor de correcci3n a temperatura de 20										
D= Diametro nominal sobre el aislamiento										L= Longitud del cable										
d= Diametro nominal del conductor																				
										MULTIPLICADOR M 1										
FORMA DE CONEXIÓN 										didor de resistencia de aislamiento 10KV, MCA. MEGGE										
										NORMA DE REFERENCIA: MNX-J-294-ANCE-2006										
										OBSERVACIONES:										

Figura 5-13 Registro de lecturas de resistencia de aislamiento

5.3.2 Prueba de alta tensi3n c.d. (High-Pot) a cables de energía

Despu3s de realizada la prueba de resistencia de aislamiento y antes de su puesta en operaci3n, se debe efectuar la prueba de alta tensi3n con corriente directa durante 10 minutos (5 para llegar a tensi3n de prueba y 5 minutos manteniendo la tensi3n de prueba). El valor aplicado no debe exceder el valor especificado en la tabla 5-5. Durante los primeros 5 a3os de operaci3n y en caso de falla, puede efectuarse una prueba de alta tensi3n con corriente directa durante 5 minutos consecutivos como m3ximo de acuerdo a lo indicado en la columna correspondiente de la tabla 5-5.

Una vez obteniendo el registro de lecturas de corriente de fuga vs tiempo, 3stas se deben graficar y de su an3lisis (comparaci3n con gr3fica patr3n) se debe tomar la decisi3n sobre la aceptaci3n del conductor.



Tensión de designación del cable kV	Al terminar la instalación kV		En Operación / en caso de falla kV	
	A	B	A	B
Kv	A	B	A	B
5	28	36	9	11
8	36	44	11	14
15	56	64	18	20
25	80	96	25	30
35	100	124	31	39
46	132	172	41	54
69	192	192	61	61

Tabla 5-5 Tensiones aplicadas en campo c.d.

Notas:

Columna A – 100% de nivel de aislamiento.

Columna B – 133% de nivel de aislamiento.

En la figura 5-14 se muestra la gráfica patrón, cuya interpretación se describe enseguida:

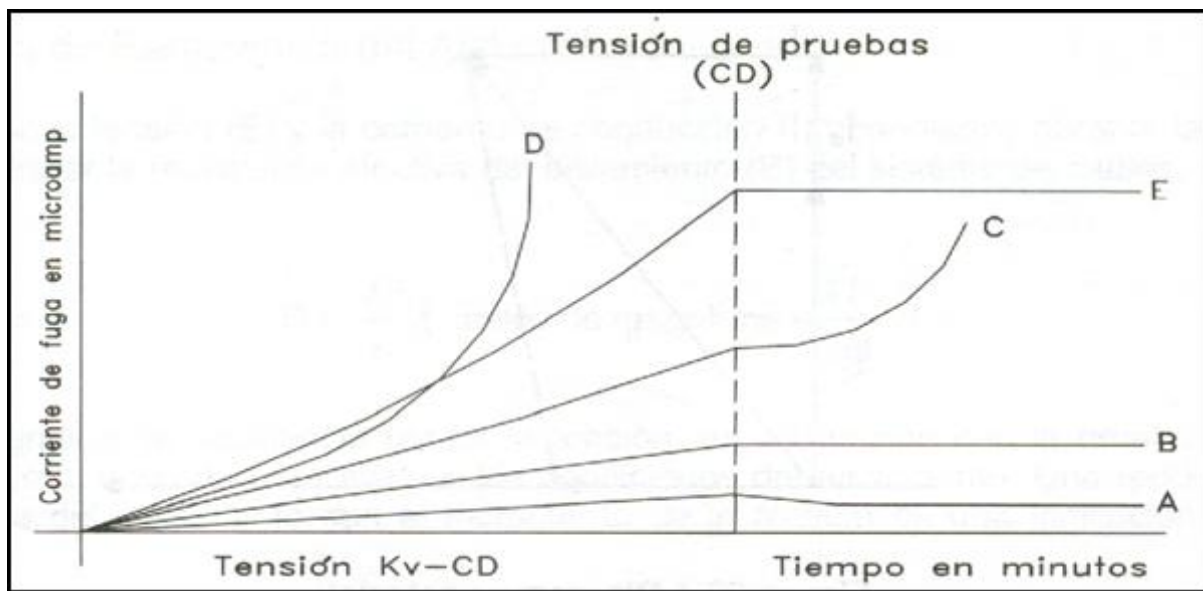


Figura 5-14 Curvas de corriente de fuga vs. Tensión – Tiempo en diferentes condiciones del aislamiento de cables aislados para alta tensión



Curva “A” típica de buen aislamiento.

Curva “B” indica buen aislamiento del cable cuando las terminales están contaminadas o húmedas. En este caso, suspender la prueba, descargar el cable, limpiar perfectamente la terminal y reanudar la prueba. Generalmente se obtiene una curva como A.

Curva “C” indica la posibilidad de una burbuja, impureza o daño en el aislamiento del cable o de las conexiones. En la mayoría de los casos, la tensión de prueba inicia la ionización del aire contenido en la burbuja, lo que produce alta energía calorífica que causa la destrucción del aislamiento, ocasionando la falla.

Curva “D” se presenta en algunos casos donde se tiene humedad o contaminantes en las terminales. Si la curva no baja su pendiente después de seguir su procedimiento indicado en B, puede tratarse de mano de obra defectuosa durante el manejo, instalación o empalmes y terminales (es común que se deba a la presencia de materiales semiconductores sobre el aislamiento).

Curva “E” indica presencia de humedad que, sin embargo, no es suficiente para producir falla. Se presenta comúnmente en cables húmedos.⁷¹

5.3.3 Prueba detector de fallas

Las fallas en los cables de energía aislados pueden presentarse durante su operación requiriendo de una acción inmediata para restaurar el servicio. La localización de falla en cables aislados deberá ser tan exacta como sea posible para permitir con el mínimo de trabajo la exposición. En los casos donde se tenga ubicada la trayectoria sólo se determina la distancia del extremo de medición al punto de falla. En algunos casos la falla del cable subterráneo resulta de la entrada de humedad por daño a la cubierta de aislamiento, también

⁷¹ Manual Técnico de cables de energía Condumex 2005



puede ser ocasionadas por sobre tensiones de descargas atmosféricas, o por alta temperatura siendo resultado de la alta resistividad térmica cuando se tienen muchos circuitos. Básicamente el sistema de localización de falla se determina en tres pasos:

- Consolidación de falla

Consolidación de la falla. Un cable puede tener o no el aislamiento quemado, en algunos casos este toma varios cientos de volts antes de la ruptura.

Por lo tanto, se requiere una baja resistencia óhmica en el punto de falla, es necesario provocar está con un equipo quemador de fallas y lograr que sea franca o de muy baja resistencia (<50 Ohms). El equipo quemador de fallas posee una característica de salida tal que puede mantener una relación de corriente en la falla a máxima tensión, y las características de operación dan la potencia máxima de disipación de la falla.

- Estimación de la distancia de falla

Se puede determinar la distancia de la falla, en un extremo del cable, por la resistencia de aislamiento contra otro de misma longitud en buen estado (las fases restantes del circuito). Los métodos son los siguientes:

1. Método de las terminales

La fórmula para determinar la distancia de falla en este método es la siguiente:

$$L_1 = \frac{R_2}{R_1} (d_c)$$

Donde:

L_1 = Distancia del punto de medición a la falla.

R_2 / R_1 = Relación de la resistencia de aislamiento, R_2 cable bueno.

R_1 = Cable de prueba.

d_c = Longitud del cable.



2. Método de las capacitancias

Las capacitancias para circuitos abiertos (sí el cable tiene una capacitancia uniforme por unidad de longitud) pueden ayudar a determinar la localización de la falla a partir de la siguiente ecuación:

$$L_1 = \frac{C_1}{C_2(d_c)}$$

Donde:

L_1 = Distancia del punto de medición a la falla.

C_2 / C_1 = Relación de la capacitancia, C_2 cable bueno.

C_1 = Cable de prueba.

d_c = Longitud del cable.

3. Relación de caída de tensión.

Relación de las caídas de tensión para circuitos cortos y a tierra (si tiene una resistencia uniforme por unidad de longitud), la distancia a un corto o a tierra se determina midiendo la caída de tensión a través de los conductores de las terminales, cuando se aplica una corriente constante y se conoce la distancia entre terminales.

$$D_1 = \frac{V_1(d_1 + d_2)}{(V_1 + V_2)}$$

Donde:

D_1 = distancia a la falla.

$d_1 + d_2$ = distancia entre conductores.

V_1 = tensión medida en el extremo de la terminal.

V_2 = tensión de la fuente de corriente.

- Localización del lugar de falla

En instalaciones de conductos, la falla se considera localizada cuando se aísla entre dos puntos accesibles, donde el cable puede ser reemplazado. En otras instalaciones,



la falla localizada es cuando se conoce su posición exacta y puede ser expuesta para su reparación (cables directamente enterrados).

5.3.4 Pruebas a accesorios de distribución subterránea

Como parte complementaria de los cables utilizados en la distribución de la energía eléctrica, los accesorios permiten efectuar transiciones de líneas aéreas a subterráneas, de cable a equipos o entre cables.

Los accesorios (terminales, empalmes y conectores aislados) forman parte de la misma red de distribución y por la importancia de continuidad del servicio, deben ser instalados con calidad para evitar fallas al energizar o por operación. Las fallas principales en accesorios se dan por penetración de agua, mala instalación de la pantalla de tierra; daño del aislamiento del cable en la instalación. Los accesorios deberán soportar las pruebas de resistencia de aislamiento y potencial aplicado.⁷²

5.4 Pruebas tipo a apartarrayos

Es importante realizar una inspección visual para determinar si el apartarrayos físicamente está dañado, puede ser cola de tierra desprendida, faldones rotos, corrosión en terminales. Si las dos primeras situaciones están presentes, se requiere programar su cambio. Si no existe daño físico se realizan las pruebas de resistencia de aislamiento y factor de potencia.

⁷² Manual técnico cables de energía Condumex 2005



5.4.1 Prueba de resistencia de aislamiento en apartarrayos

El objetivo es determinar deterioro o contaminación en apartarrayos. Con esta prueba se puede detectar:

1. Contaminación por humedad / suciedad en las superficies internas de la porcelana.
2. Deposito de sales de aluminio causados por la acción de humedad y efecto corona combinados.

Las recomendaciones más aceptadas entre CFE y PEMEX para los valores de resistencia de aislamiento se muestran la tabla 5-6.

Tensión de operación	Tiempo de prueba	Tensión de prueba (V_{cd})	Auto valvulares 40 megohmio / kV.	Oxido nitroso/ Rice pol 60 megohmio / kV.
13200 Volts	1 minuto	5000	> 530 megohmio	>792 megohmio
23000 Volts	1 minuto	5000	> 920 megohmio	>1380 megohmio
34500 Volts	1 minuto	5000	>1380 megohmio	> 2100 megohmio

Tabla 5-6 Resistencia mínima esperada para apartarrayos clase II y III⁷³.

Clase II para puntos de transición aéreo – subterránea

Clase III para subestaciones

5.4.2 Prueba de factor de potencia en apartarrayos

El objetivo de realizar esta prueba es detectar las pérdidas dieléctricas, producidas por contaminación, humedad, suciedad en los componentes auto-valvulares o detectar porosidad en la porcelana. Con las pruebas de factor de potencia se obtienen las pérdidas dieléctricas de los apartarrayos en mWatt's.

⁷³ NRF-003-CFE-2000 tablas 3 y 4



5.5 Pruebas a interruptores de vacío y gabinetes Metal Clad

Un tablero Metal Clad está 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, y principalmente en zonas densamente pobladas.

Los interruptores utilizados en tableros Metal Clad son de tipo removible, intercambiables, con un mecanismo para introducirlo y extraerlo manualmente, en tres posiciones definidas desconectados, conectados 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 ellas.

5.5.1 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.

5.5.2 Resistencia de contacto

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 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.

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 micro-Ohms.

5.5.3 Prueba simultaneidad de fases ciclo cierre- apertura- cierre

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 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.

Para evaluar la simultaneidad entre fases, es necesario considerar la máxima diferencia entre los instantes que se tocan los contactos durante el cierre o cuando se separan durante la apertura y no debe exceder de $\frac{1}{2}$ ms.

5.5.4 Tiempo de actuación del mando eléctrico al cierre y la apertura

Tiempo de apertura: Es el intervalo de tiempo que tarda el interruptor en abrir, desde que recibe la señal de apertura estando el interruptor cerrado hasta que hay la separación de contactos de cada una de las fases. Este no debe exceder de 50 milisegundos. En la gráfica de la figura 5-15 podemos observar el trazado en el tiempo del comportamiento de apertura de un interruptor real.

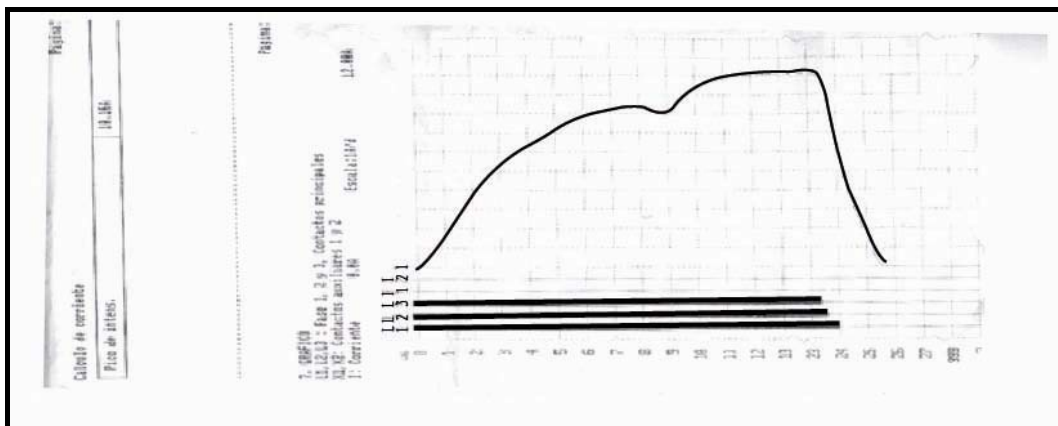


Figura 5-15 Graficado del tiempo apertura y simultaneidad de contactos.

Tiempo de cierre: Es el intervalo de tiempo que tarda el interruptor en cerrar, desde que recibe la señal de cierre estando el interruptor abierto hasta que cierra, midiendo éste en cada una de las fases. Este no debe exceder de 80 milisegundos. En la figura 5-16 podemos observar el trazado en el tiempo del comportamiento de cierre de un interruptor real.

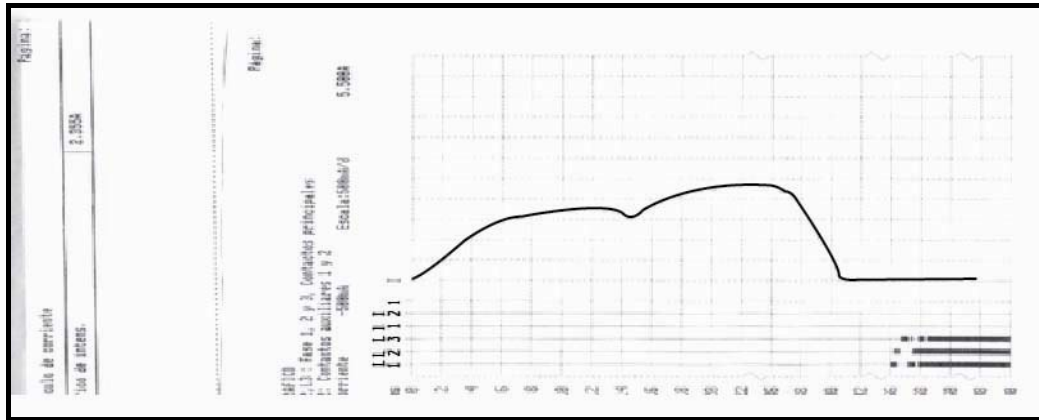


Figura 5-16 Graficado del tiempo cierre y simultaneidad de contactos.

5.6 Pruebas a Tc's y Tp's

Debido a los diferentes diseños de transformadores de potencial y corriente se requiere que se analice con detenimiento los diagramas en particular de cada uno de estos, para determinar las conexiones que convengan seguir y las resistencias que están bajo prueba. Las pruebas a realizar son:

- Prueba de resistencia de aislamiento.
- Prueba de factor de potencia.
- Prueba de relación de transformación.

Para los transformadores de corriente, la corriente entre primario y secundario se debe mantener constante, por lo que se pretende reducir al mínimo la corriente magnetizante.⁷⁴

⁷⁴ Manual de equipos eléctricos. Ing. Enríquez Harper. Editorial Limusa



5.7 Pruebas al cargador de baterías

El banco de baterías está conformado por un conjunto de celdas; existiendo diferentes tipos de baterías estacionarias. En cuanto a su constitución química, las baterías pueden ser:

- Baterías plomo-ácido.
- Baterías alcalinas.

Dentro de cada uno de estos tipos, las hay abiertas o selladas. Las placas y el electrolito de cada tipo están fabricados con diferentes materiales químicos, por lo que sus mantenimientos y tensiones de operación por celda también son distintos.

Mantenimiento al banco de baterías: Para que las mediciones de tensión y densidad de las celdas tengan significado, deben efectuarse con la batería conectada al cargador con tensión de flotación y, además, que la batería tenga cuando menos tres días en flotación. No se debe desconectar la batería del cargador para tomar las mediciones.

Todas las mediciones (tensión, densidad, temperatura, impedancia, consumo de agua, resistencia de las conexiones, etc.), son referencias u observaciones que, juntas, ayudan a determinar el estado operativo de la batería. Las mediciones se deben efectuar con instrumentos que tengan calibración vigente y se debe conservar un registro histórico de todas las mediciones y trabajos que se realicen en la batería.

Prueba de capacidad: 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 $\pm 0,5 \%$. Para determinar la capacidad de la batería se utiliza la siguiente ecuación:

$$\text{Capacidad en \%} = \left(\frac{t}{p} \right) * k * 100$$

Donde:

t: Es la duración real de la prueba (cuando la tensión de alguna celda bajó a 1,75 volts dc), expresando el tiempo total en minutos.

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

k: es el factor de corrección por temperatura.

Aquella celda cuya tensión disminuyó a 1,75 Vcd, y por la cual se concluyó la prueba de capacidad, puede seleccionarse como celda piloto.

Un elemento de la batería es el cargador, el cual es un equipo que requiere de mantenimiento mínimo (se exceptúa el reloj en algunos modelos). Se debe mantenerse limpio, seco y con todas las conexiones bien apretadas. Si es necesario puede emplearse aire seco a presión para su limpieza interior.⁷⁵

5.8 Pruebas a los transformadores de distribución

Se consideran pruebas eléctricas aquellas que determinan las condiciones actuales del transformador e indican las condiciones de operación, o la necesidad de un mantenimiento mayor al mismo. Las pruebas más comunes se describen a continuación.

⁷⁵ CFE, Procedimiento de pruebas de campo para equipo primario de subestaciones de distribución



5.8.1 Factor de potencia a devanados

El factor de potencia del aislamiento, es una manera de evaluar en forma concluyente las condiciones del aislamiento de los devanados de transformadores, reactores y autotransformadores y es recomendable para detectar humedad. (Tabla 5-7 tensión recomendada para la prueba de factor de potencia en transformadores de distribución y potencia llenos con aceite).

RANGO DE TENSIÓN DEL DEVANADO (kV)	TENSIÓN DE PRUEBA (kV)
12 ó MÁS	10
4.04 A 8.72	5
2.4 a 4.8	2
abajo de 2.4	1

Tabla 5-7 Tensión recomendada para prueba de transformadores sumergidos en aceite.

La representación de los aislamientos que constituyen a los transformadores de potencia de dos y tres devanados, autotransformadores y reactores respectivamente, en donde las consideraciones para todos ellos (monofásicos o trifásicos) son las mismas, en la tabla 5-8 nos da algunos ejemplos de tensión para transformadores tipo seco.

RANGO DE TENSIÓN DEL DEVANADO (KV)	TENSIÓN DE PRUEBA (KV)
Arriba de 14.4	2 y 10
12 a 14.4	* 2 y 10
5.04 a 8.72	2 y 5
2.4 a 4.8	2
abajo de 2.4	1
*tensión de operación línea a línea	

Tabla 5-8 Tensión recomendada para prueba de transformadores del tipo seco.



En la figura 5-17 se muestra esquemáticamente la representación de los aislamientos que constituyen a los transformadores de potencia de dos devanados.

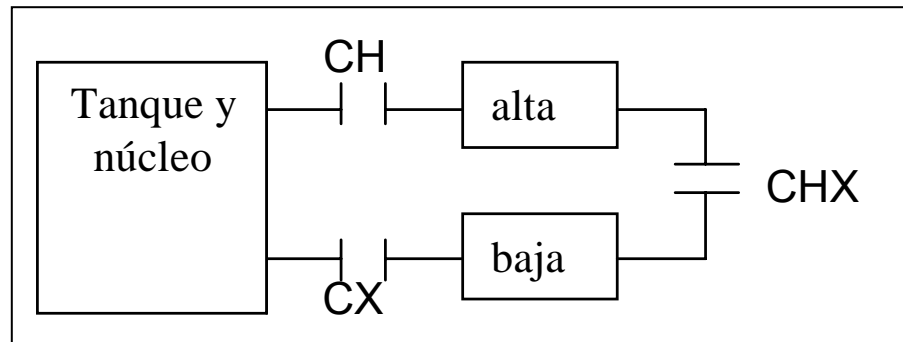


Figura 5-17 diagrama esquemático.

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

- CH .- Refiere al aislamiento entre los conductores de alta tensión y las partes aterrizadas (tanque y núcleo), incluyendo boquillas, aislamiento del devanado, aislamiento de elementos de soporte y aceite.
- CX .- Refiere al aislamiento entre los conductores de baja tensión y las partes aterrizadas (tanque y núcleo), incluyendo boquillas, aislamiento del devanado, aislamiento de elementos de soporte y aceite.
- CHX .- Refiere 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, es que 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.⁷⁶

5.8.2 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. En la prueba de corriente de excitación un factor que afecta las lecturas, en forma relevante, es el magnetismo remanente en el núcleo del transformador bajo prueba. Este magnetismo es indeseable por dos razones:

- 1.- Al volver a conectar un transformador con magnetismo remanente, la corriente INRUSH aumenta considerablemente.
- 2.- Puede originar valores anormales de corriente de excitación durante las pruebas, al analizar las condiciones de los devanados o alguno de ellos en especial.

El medidor de 2.5 kV del equipo 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 10 kV y 12 kV dan la lectura en mA directamente.

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 aislamiento entre laminaciones.

⁷⁶ Procedimiento de pruebas de campo para equipo primario de subestaciones de distribución. Comisión Federal de Electricidad.



Al realizar esta prueba a transformadores conectados en delta en el devanado de alta tensión, es posible realizarla de diferentes formas y el resultado tiene que ser el mismo. A continuación se describen estos tres métodos con base en el diagrama vectorial de la siguiente figura 5-18.

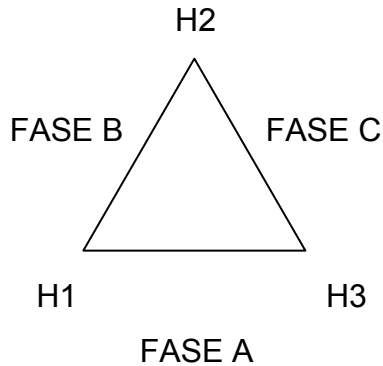


Figura 5-18 Diagrama vectorial para devanado en conexión delta.

En la tabla 5-9 se muestra los arreglos de las conexiones que se deben realizar para obtener el factor de potencia y la corriente de fase.

PRUEBA	CABLE HV	CABLE LV	TIERRA	FASES MEDIDAS
1	H1	H2,H3	Xo	B+A
2	H2	H3,H1	Xo	C+B
3	H3	H1,H2	Xo	A+C

• POSICIÓN DEL CABLE LV EN UST.

Tabla 5-9 Arreglo de conexiones para obtener el factor de potencia

Para obtener la corriente de la fase B: Sumar pruebas 1 y 2, restar prueba 3 y dividir entre 2.

$$Ec 1 \quad (B + A) + (C + B) = 2B + C + A$$

$$Ec 2 \quad \frac{(2B + C + A) + (A + C)}{2} = \frac{2B}{2} = B$$



Para obtener la corriente de la fase C: Sumar pruebas 2 y 3, restar prueba 1 y dividir entre 2.

$$Ec\ 3 \quad (C + B) + (A + C) = 2C + B + A$$

$$Ec\ 4 \quad \frac{(2C + B + A) + (B + A)}{2} = \frac{2C}{2} = C$$

Para obtener la corriente de la fase A: Sumar pruebas 3 y 1, restar prueba 2 y dividir entre 2.

$$Ec\ 5 \quad (A + C) + (B + A) = 2A + C + B$$

$$Ec\ 6 \quad \frac{(2A + C + B) + (C + B)}{2} = \frac{2A}{2} = A$$

5.8.3 Resistencia de aislamiento de devanados

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.

5.8.3.1 Índice de absorción e Índice de polarización

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; en la figura 5-19 se muestra un formato de registro para obtener las curvas de absorción dieléctrica; las pendientes de las



CAPÍTULO 5.- PRUEBAS A LOS COMPONENTES DE UNA SUBESTACIÓN



curvas indican las condiciones del aislamiento, una pendiente baja indica que el aislamiento esta húmedo o sucio (ver figura 5-20).

PRUEBA	ALTA TENSIÓN VS BAJA TENSIÓN + TIERRA		ALTA TENSIÓN VS BAJA TENSION		BAJA TENSIÓN VS ALTA TENSION + TIERRA	
TEMPERATURA	°C		°C		°C	
VOLTAJE DE PRUEBA	5000 vcd		5000 vcd		2500 vcd	
CONEXIONES DE PRUEBA	LÍNEA	H	LÍNEA	H	LÍNEA	X
	GUARDA		GUARDA		GUARDA	
	TIERRA	X+T	TIERRA	X	TIERRA	H + T
TIEMPO	LECTURA EN M Ω		LECTURA EN M Ω		LECTURA EN M Ω	
	VALOR MEDIDO	VAL. CORR. A 20°C	VALOR MEDIDO	VAL. CORR. A 20°C	VALOR MEDIDO	VAL. CORR. A 20°C
15 SEG.						
30 ´						
45 ´						
1 MIN.						
2 ´´						
3 ´´						
4 ´´						
5 ´´						
6 ´´						
7 ´´						
8 ´´						
9 ´´						
10 ´´						
INDICE DE ABSORCIÓN 1/0.5 (minimo 1.2)						
INDICE DE POLARIZACIÓN 10/1 (minimo 1.5)						
EQUIPO UTILIZADO: MEDIDOR DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE 5KV, MCA:MEGGER, MODELO MIT1020US						
NORMA APLICADA: NMX-J-169-ANCE-2004						
NORMA REFERENCIA: MANUAL DE C.F.E, IEEE Std 902						

Figura 5-19 Formato de registro de mediciones

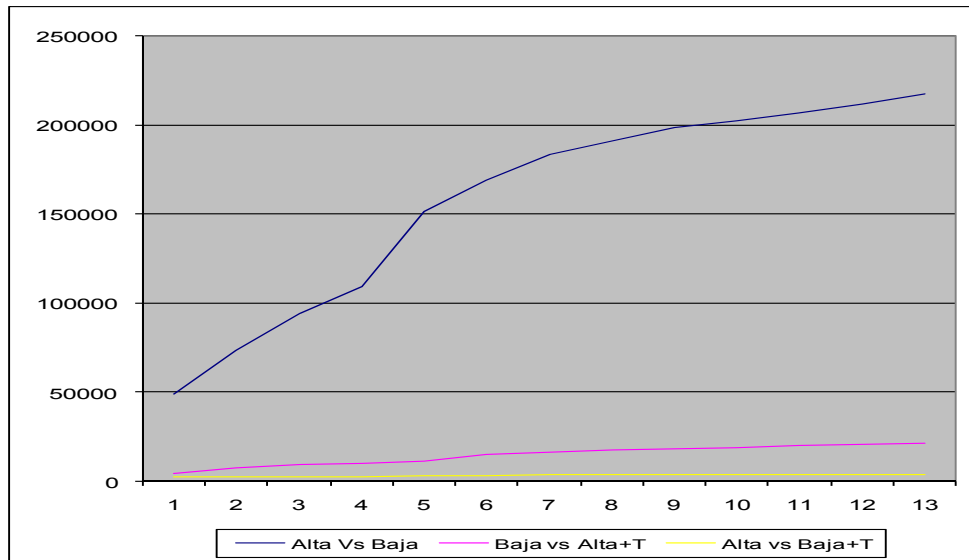


Figura 5-20 Gráfica de absorción

El fenómeno de absorción es inherente al aislamiento, debe mostrarse en la curva de absorción (resistencia – tiempo) si la curva se estabiliza rápidamente en un valor constante, indica que la corriente capacitiva predomina, reflejando presencia de humedad, fuga superficial o deterioro del aislamiento. 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 ½ minuto. El valor mínimo aceptable es 1.2.

El índice de polarización se obtiene dividiendo el valor de la resistencia a 10 minutos entre el valor de 1 minuto. El valor mínimo aceptable es 1.5 para considerar el transformador aceptable. En la tabla 5-10 tenemos los valores que determinan la continuidad o dejar fuera de servicio un transformador son:



Valor índice de Polarización	Estado del Aislamiento
0.5 a 1.0	Peligroso
1.0 a 1.2	Malo
1.2 a 1.5	Regular
1.5 en adelante	Bueno

Tabla 5-10 Interpretación rango de índice de polarización.

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. En la tabla 5-11 se muestran la resistencia mínima de aislamiento.

La temperatura ambiente y la humedad relativa son factores que afectan los resultados de la medición,⁷⁷ por lo que es necesario realizar la corrección por temperatura aplicado la siguiente ecuación:

$$\text{Medición a } 20^{\circ}\text{C} = \text{medición a Temperatura aceite} \times \text{factor de corrección}$$

TENSIÓN ENTRE FASES KV	MEGAOHMS	TENSIÓN ENTRE FASES KV	MEGAOHMS
1.2	32	92	2480
2.5	68	115	3100
5.0	135	38	3720
8.66	230	61	4350
15.0	410	196	5300
25.0	670	230	6200
34.5	930	287	7750
69.0	1860	400	9500

Tabla 5-11 Resistencia mínima de aislamiento en aceite a 20°C a un minuto.

⁷⁷ Pruebas a transformadores de distribución. Javier Cruz Ibarra, IPN 1982



5.8.4 Pruebas a boquillas

5.8.4.1 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.

La 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.

La prueba de collar múltiple proporciona información de la condición del aislamiento en general entre la brida y el conductor central.

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 Watt's de pérdidas a 10 kV⁷⁸ y es mostrado en la tabla 5-12.

Valores de Watt's (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 mili Wat (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.

Tabla 5-12 Valores de referencia para boquillas montadas o desmontadas

⁷⁸ CFE Procedimiento de pruebas de campo para equipo primario de distribución



5.8.4.2 Factor de potencia a boquillas

Las boquillas de cualquier equipo pueden probarse por cualquiera de los siguientes métodos:

a) Prueba de equipo 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.

b) Prueba de equipo no aterrizado (UST). Esta es una medición del aislamiento entre el conductor central y el tap capacitivo. 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. En ambas pruebas se deben limpiar perfectamente la boquilla apoyada en su brida. Las condiciones de las boquillas a partir de los valores obtenidos las podemos ver en la tabla 5-13.

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 mW	10	Buena
0.15 a 0.30 mW	10	Investigar
Mayor de 0.30 mW	10	Sustituir

Tabla 5-13 Interpretación de valores obtenidos

En las pruebas de tap capacitivo, a partir de los miliamperes o mili volt amperes 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 tensión de prueba de 10 kV.⁷⁹

⁷⁹ Pruebas a transformadores de distribución Javier Cruz Ibarra 1982 IPN



5.8.5 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 mOhm a 11.110 MOhms; el puente de Kelvin es susceptible de medir resistencia del orden de 0.1 μ Ohms a 111 Ohms. 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.

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.

Para transformadores en conexión estrella el valor es similar en las tres fases, por lo que se puede determinar con precisión cuál es la fase fallada. En transformadores monofásicos, se comprueba fácilmente el daño del devanado fallado.⁸⁰

⁸⁰ Pruebas a transformadores de distribución. Javier Cruz Ibarra. IPN 1982



5.8.6 Prueba de relación

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, se efectúa 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.)
- Conectar las terminales de excitación del TTR, GN y GR al devanado de baja tensión del transformador bajo prueba, y las terminales secundarias CN y CR se deben conectar al devanado de alta tensión.
- Los valores de relación teóricos calculados sirven de base para seleccionar el valor esperado en el medidor.
- Accionar la manivela manteniendo 8 volts de excitación y operar los selectores de menor rango hasta lograr la deflexión nula en el galvanómetro. (Solo para probadores monofásicos manuales-analógicos).
- En caso de no contar con datos de placa del transformador actuar de la siguiente manera:



1. Girar el primer selector un paso en el sentido de las manecillas del reloj, accionar la manivela del generador $1/4$ de vuelta y observar el galvanómetro; si aun se deflexión hacia la izquierda, continuar girando el selector en el sentido de las manecillas del reloj hasta que finalmente en uno de los pasos, la aguja del galvanómetro se deflexión hacia la derecha, mientras tanto, continuar girando la manivela. Regresar un paso el selector, la aguja del galvanómetro se deflexión hacia la izquierda. Repetir el procedimiento para el segundo y tercer selector.
2. Accionar lentamente el cuarto selector (potenciómetro) en el sentido de las manecillas del reloj hasta que la deflexión de la aguja del galvanómetro sea mínima y continuar girando lentamente la manivela del generador. Incrementar su velocidad hasta obtener una lectura de 8 volts, en ese momento ajustar el cuarto selector hasta que la aguja del galvanómetro no se deflexión fuera de la marca central de balance.

Para medidores manuales-analógicos, si la aguja del amperímetro da deflexión a plena escala y para la aguja del volt metro no se aprecia deflexión, es indicación que el transformador bajo prueba está 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.

Cuando se tienen corriente y tensión de excitación normal, pero sin deflexión en la aguja del galvanómetro, es indicio de que se tiene un circuito abierto. Es posible determinar cuál de los dos devanados se encuentra abierto desconectando las dos terminales secundarias CN y CR, abriendo una de las mordazas de excitación GN ó GR e insertando



una pieza de fibra aislante entre la terminal del transformador y la pieza que es tope del tornillo, la cual va conectada al cable grueso que conecta el transformador de referencia del TTR. Apretar el tornillo nuevamente contra el conector de la boquilla y girar la manivela del generador. Si el devanado secundario está abierto, no se tiene indicación de corriente en el amperímetro. Si el amperímetro indica una corriente de excitación normal, se puede concluir que el devanado primario está abierto.⁸¹

5.8.7 Análisis del aceite

En la industria eléctrica la calidad del fluido aislante se desarrolla de manera simultánea con la evolución de los equipos eléctricos, en busca de optimizar la capacidad refrigerante y aislante de los fluidos se han sintetizado compuestos similares a los aceites aislantes pero con propiedades fisicoquímicas superiores, como un incremento en la temperatura de inflamación ó un bajo punto de congelación.

El R-Temp se destaca por su característica de baja toxicidad y su estructura Biodegradable, contraria a los Bifenilos Policlorados que requieren de una incineración a más de 1000°C en un horno especial y son considerados altamente nocivos para la salud, estos se encuentran en proceso de erradicación.

El Hexafluoruro de azufre es utilizado como aislante en subestaciones encapsuladas, interruptores de potencia, restauradores, etc., es uno de los fluidos gaseosos en torno al cual se está estudiando más, tanto sus propiedades dieléctricas, así como su efectos adversos para el ambiente.

Los aceites aislantes que se utilizan en transformadores e interruptores, cumplen varias funciones importantes. Con respecto a los transformadores, el aceite forma parte del

⁸¹ CFE Procedimiento de pruebas de campo para equipo primario de distribución



sistema de aislamiento y por otro lado actúa como agente enfriador, transportando el calor del núcleo y bobinas a la zona de disipación final. Por lo que respecta a los interruptores además de ser parte del sistema de aislamiento, su principal función es la de extinguir el arco eléctrico durante la apertura de sus contactos.

Las causas más comunes del deterioro del aceite en los transformadores son entre otras, la contaminación, humedad, la formación de ácidos y la oxidación. La humedad reduce notablemente las propiedades dieléctricas del aceite aislante, en tanto que los ácidos orgánicos además de ser conductores ayudan a retener agua. La calidad del aceite mineral determina si este se encuentra en condiciones confiables de seguir operando, para asegurarlo se realizan tres tipos de pruebas al aceite del transformador.

Con la determinación de variación de los componentes de factor de potencia, rigidez dieléctrica contenido de humedad, acidez, tensión interfacial. Se determina realizar prueba de filtrado o cambio del aceite.

Un aceite con un factor de potencia de 0.5 % a 20°C, es usualmente considerado como satisfactorio para operación. En la figura 5-21 se muestra un ejemplo de los resultados de una prueba de aceite.

% DE HUMEDAD RELATIVA		32	FECHA DE RECEPCIÓN		11/04/2007
PRESIÓN BAROMETRICA		620mmHg.	MUESTRA		472
TEMPERATURA		23°C	FECHA DE REALIZACION		11/04/2007
Pruebas	Unidades	Método ASTM	Limites NOM-J-308	Resultado	
Factor de potencia 25° C	%	D-924	1.0 máx.	0.057	
Factor de potencia 100° C	%	D-924	5.0 máx	2.630	
Tensión Interfacial	dinas/cm	D-971	19.0 mín.	32.000	
# de Neutralización	mgKOH/gr	D-974	0.30 máx.	0.024	
Rigidez dieléctrica	Kv	D-877	25.0 mín.	36.000	
Contenido de humedad	ppm	D-1533	45.0 máx	23.800	
Color ASTM	0	D-1500	-----	0.500	
Densidad relativa 20/4° C	0	D-1298	0.840 - 0.890	0.854	
Viscosidad 40° C	cSt	D- 445	10.0 máx.	8.530	
Aspecto visual	0	D-1524	limpio	limpio	

Figura 5-21 Resultados de una prueba de aceite



Un aceite con un valor de Factor de Potencia mayor de 0.6 % a 20°C, debe ser considerado como riesgoso, la confiabilidad para seguir operando en éstas condiciones será muy crítica, por lo que deberá ser investigado y complementado su análisis con análisis cromatográfico de gases disueltos, para determinar el estado del aceite.

El análisis cromatográfico de gases disueltos permite detectar fallas como, descargas parciales, sobrecalentamientos y arcos. En la figura 5-22 se muestra un ejemplo de los resultados de un análisis cromatográfico de gases.

% DE HUMEDAD RELATIVA	25	FECHA DE RECEPCIÓN	11/04/2007		
PRESIÓN BAROMETRICA	621mmHg.	MUESTRA	464		
TEMPERATURA	21 °C	FECHA DE REALIZACION	11/04/2007		
TOTAL DE GASES DISUELTOS (%)		6,62600			
% DE GASES COMBUSTIBLES		0,02316			
Pruebas	% Insertidimbre	concentración volumen	% concentración ppm	LIMITE NORMAL	LIMITE ANORMAL
HIDROGENO	3,800	0,000	0,00	150,0	1000,0
NITROGENO	2,520	97,360	45441,00		
METANO	4,840	0,010	4,43	100,0	300,0
MONOXIDO DE CARBONO	5,080	0,460	216,10	500,0	1000,0
BIOXIDO DE CARBON	4,040	2,140	999,20	10000,0	15000,0
ETILENO	5,100	0,000	0,00	50,0	150,0
ETANO	4,360	0,010	4,21	100,0	300,0
ACETILENO	3,960	0,000	0,00	15,0	70,0
PROPANO / PROPILO	5,480	0,010	6,83		
GASES COMBUSTIBLES				0,03%	0,50%

Figura 5-22 Resultados de un análisis cromatográfico de gases

Los gases que nos dan indicativo de problemas son: hidrogeno, acetileno, etano, monóxido de carbono, ISO butano.

5.9 Pruebas a cables de energía

La función primordial de los conductores eléctricos es transmitir eficientemente la energía eléctrica. Esto puede asegurarse mediante el control de calidad de los cables, a



través de las pruebas que se realizan en los laboratorios de los fabricantes que garantiza su confiabilidad durante la operación y con ello la continuidad del servicio; el fabricante tiene poco o ningún control sobre las operaciones de transporte, almacenaje, instalación y conexiones, por lo que es recomendable efectuar pruebas eléctricas para tener la seguridad de que el cable se encuentra en buenas condiciones para entrar en servicio. Además, muchos usuarios han detectado que con el tiempo, el cable en operación revela algún daño existente de origen en la fabricación o durante la instalación, los cuales no fueron detectados durante las pruebas de fábrica o de instalación.

Prueba de cables viejos.- Aunque un cable de potencia tiene una vida útil del orden de los 30 años, para efecto de pruebas de campo se considera un cable “viejo” todo aquél que lleva más de un año de estar en operación y se piensa en dos periodos: El primero, cuando el cable tiene entre uno y cinco años y el segundo de cinco años en adelante. En tal sentido, la norma AEIC CS7-93⁸², eliminó la aplicación de las pruebas de CD a cables de potencia. Los valores de pruebas de aceptación y mantenimiento para cables de potencia con corriente directa aplican para todo tipo de aislamiento hasta 138 kV. La falla más probable de un cable de potencia es la pérdida del aislamiento entre el conductor y la pantalla electrostática, la cual está aterrizada.

5.9.1 Prueba de resistencia de aislamiento a cables

Para efectuar esta prueba a un cable se usa un probador de resistencia de aislamiento, el cual puede ser manual, eléctrico o digital. Conectando el cable de línea del equipo al conductor por medir y el cable de tierra a la pantalla del conductor y al sistema de tierras. Los valores mínimos para cables mono polares, deben estar basados en la siguiente ecuación:

⁸² Specification for Crosslinked Polyethylene Insulated Shielded Power Cables Rated 69 Through 138 KV, The Association of Edison Illuminating Companies. 1993



$$R = K \log \left(\frac{D}{d} \right)$$

Donde:

R = MOhms por cada 300 metros de cable.

K = Constante para el aislamiento del material.

D = Diámetro exterior del aislamiento del conductor.

d = Diámetro del conductor.

Para cables del tipo multipolar, los valores mínimos de resistencia de aislamiento están dados por la siguiente ecuación:

$$R = K' \log \left(\frac{D}{d} \right)$$

Donde:

D = $d + 2c + 2b$ Diámetro sobre el aislamiento del conductor de un cable mono polar.

d = Diámetro del conductor.

c = Película del aislamiento del conductor.

b = Película de la cubierta de aislamiento.

Los valores mínimos a 60 °F (15 °C) para la constante K son:

- 2,640 para papel impregnado.
- 50,000 para polietileno-termoplástico.

5.9.2 Prueba de alta tensión (High Pot)

El método por pasos 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, a menos que los cables del circuito tengan capacitancia alta. La ventaja de este método es que permite tomar valores



CAPÍTULO 5.- PRUEBAS A LOS COMPONENTES DE UNA SUBESTACIÓN



de corriente de fuga en cada paso, registrándose en una la tabla como la mostrada en la figura 5-23, para trazar la curva después.

MINUTOS	VOLTAJE KV	FASE 1		FASE 2		FASE 3	
		MILIAMPERS		MILIAMPERS		MILIAMPERS	
		VALOR MEDIDO	% DIF.	VALOR MEDIDO	%DIF.	VALOR MEDIDO	% DIF.
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							

KV NOM	CABLE NUEVO		EN OPERACIÓN		CABLES TIPO
	A	B	A	B	
5	28	36	9	11	A= 100%
8	36	44	11	14	B= 133%
15	56	64	18	20	
25	80	96	25	30	
35	100	124	31	39	
46	132	172	41	54	
69	192	192	61	61	

CABLE DE ENERGIA
 M
 FASE A, MEOGER, T
 L G T
 FASE A B C MEOGER, T
 FASE A VS B
 L=LÍNEA, G=GUARDA, T=TIERRA.
 FASE VS MALLA

Figura 5-23. Tabla de registro de valores prueba de High Pot

La especificación para cables con pantallas para pruebas de aceptación en campo recomienda que la tensión de prueba no sea mayor del 80% de la tensión de prueba de fábrica. Esta tensión máxima de prueba debe mantenerse por 15 minutos, durante los cuales 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. Ver tabla 5-14.



Clase del cable (kV)	Tensión nominal de prueba (kVcd)	Tiempo de aplicación (minutos)
15	56	5
25	80	5
35	100	5
69	180	5
115	225	5
138	236	5

Tabla 5-14 Tensión nominal de prueba para cables de potencia

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.

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.⁸³

5.9.3 Prueba de alta tensión a baja frecuencia VLF

La prueba de media tensión, es una prueba fundamentalmente de puesta en servicio y tiene por objeto detectar todos aquellos defectos o anomalías que pudieran tener los cables

⁸³ CFE procedimiento de pruebas de campo para equipo primario de distribución



de potencia y dispositivos asociados (accesorios premoldeados, terminales, etc.), antes de entrar en operación y debe aplicarse al sistema completo de canalización subterránea, teniendo cuidado de no incluir los devanados de transformadores de potencia, servicios propios y de potencial, por lo que al efectuar la prueba de M.T. con VLF, se deben abrir los interruptores, cuchillas, seccionadores o cortacircuitos fusibles de potencia que se encuentren asociados a ambos extremos del cable por probar. La prueba se realiza por medio de un equipo que genera a una frecuencia de por lo general 0.1Hz. Para iniciar esta prueba se coloca el amperímetro en la escala de micro amperes y el reóstato en cero, iniciar la prueba elevando lenta y suavemente la corriente por medio del reóstato, en pasos, hasta alcanzar el nivel de tensión de prueba requerido. En la tabla 5-15 se muestran las tensiones de prueba.

Tensión del sistema	Tensión de prueba a 0.1hz
13.2 kV;	22.9 kV
23 kV	40 kV
34.5 kV	60 kV

Tabla 5-15 Tensión nominal de prueba a baja frecuencia

La duración de la prueba es de una hora. Reducir el tiempo de prueba puede causar que no se detecte alguna falla en el cable, lo cual pudiera originar un disturbio cuando ya se encuentre en operación. En el momento que se alcance la tensión de prueba, se debe mantener esta tensión y observar el amperímetro, buscando lecturas irregulares, caídas o incrementos durante la prueba. Incrementos obtenidos después de cargar el cable indican una posible falla en el corto tiempo. Después de terminar los 60 minutos, regresar lentamente el reóstato a cero y esperar que la tensión se reduzca a un nivel abajo del 50% de la tensión máxima de prueba antes de apagar la unidad completamente.

Si la prueba se completó sin problemas, se deben graficar los valores obtenidos en el formato correspondiente (tiempo-mili amperes), e interpretar la gráfica. En general, si después de la primera lectura a tensión de prueba, la corriente tiende a bajar o se estabiliza en los subsecuentes minutos, el cable está en buenas condiciones.



Si la corriente en lugar de bajar o estabilizarse sube, el cable presenta problemas de humedad, contaminantes y por lo tanto es un cable con posibilidades de falla inmediata a pesar de que pase la prueba. En este caso es recomendable extender el tiempo de prueba otros 15 minutos⁸⁴.

5.10 Pruebas a cortacircuitos y seccionadores con carga

5.10.1 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.

Para llevar a cabo esta prueba se debe 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. La prueba de resistencia de aislamiento se realizan para los des conectadores en posición abierta y cerrada. El valor de resistencia de aislamiento para cuchillas desconectoras debe ser como referencia 40,000 MOhms 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.

⁸⁴ CFE procedimiento de pruebas de campo para equipo primario de distribución



5.10.2 Prueba de factor de potencia a seccionadores

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.

Para evaluar las condiciones del aislamiento en cuchillas desconectadoras, se consideran únicamente las pérdidas en el aislamiento. Valores de pérdidas inferiores a 9 miliWatts con tensión de 2.5 kV, y a 0.1 Watts a 10 kV se consideran aceptables.

5.10.3 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. Como referencia, un valor de resistencia de contactos de 100 μ Ohms 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.

5.11 Prueba de continuidad del sistema de tierras

El objetivo de una conexión a tierra es proveer un medio para facilitar el flujo de la corriente del sistema de potencia a tierra en condiciones normales y condiciones de falla; la oposición que se presenta a la circulación de esta corriente se llama resistencia de tierra.

Las características de una conexión a tierra, varían con la composición y el estado físico del terreno, así como de la extensión, calibre del conductor y configuración de la malla de tierras.



Este método se ha adoptado en base a consideraciones gráficas. Es confiable dado su principio de operación. Este método se aplica únicamente cuando los tres electrodos están en línea recta y la "tierra" es un solo electrodo, tubería o placa.

Dependiendo de la longitud del electrodo, se especifica la distancia del electrodo de potencial (P1) el electrodo de corriente (C2). La resistencia real del electrodo de puesta a tierra es igual al electrodo de resistencia medida cuando el electrodo de potencial se localiza al 61.8% (también conocida como 62%) de la distancia del electrodo de corriente, partiendo del electrodo de tierra. En la figura 5-24 se muestra la aplicación de este método.

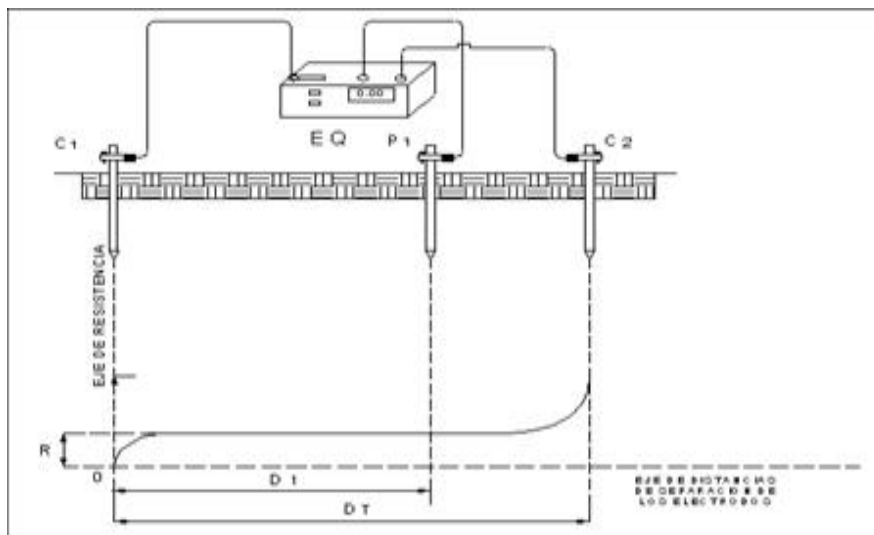


Figura 5-24 Método para medición de sistema de tierras

La prueba se efectúa mediante la técnica de los tres puntos, en el cual la terminal (C1) del aparato de prueba se conecta directamente al electrodo de la red de tierras que se pretende probar. La terminal de potencial (P2) se conecta al electrodo de potencial P2 y la terminal de corriente (C2) al electrodo de corriente C2. Las varillas de prueba P2, C2 deberán clavarse a una profundidad de 50 a 60 cm. aproximadamente. La distancia (d) del electrodo bajo prueba de la red de tierras al electrodo de potencial (P2) se va variando y en cada punto se toma una lectura de resistencia (R). Iniciar con una distancia $d=1$ m y desplazar cada tres



metros hasta completar siete lecturas, suficientes para trazar la curva. Generalmente la superficie es rectangular como la mostrada en la figura 5-25

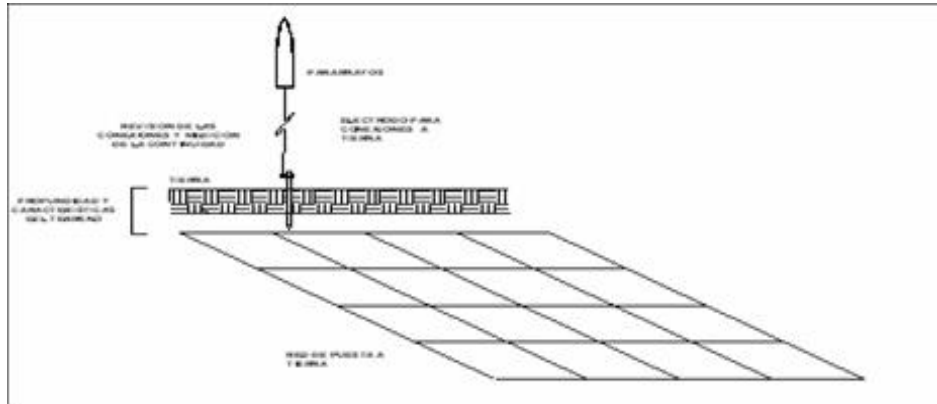


Figura 5-25 Área de prueba de una red de tierras



CAPITULO 6

MANUAL DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES DE CIUDAD UNIVERSITARIA

6.1 Introducción

Para proporcionar un servicio de energía eléctrica en el Campus Universitario U.N.A.M., con niveles confiables de suministro y donde se asegure la continuidad de éste, es necesario realizar un buen mantenimiento de las subestaciones y sus equipos. El realizar una labor de mantenimiento, requiere siempre de llevar a cabo actividades muy específicas, con la finalidad de evitar riesgos no necesarios.

El propósito de estas actividades, es el de proporcionar un adecuado mantenimiento a los equipos de una subestación, pero a su vez, deben garantizar la seguridad del personal que las realiza, es por ello que para asegurar el éxito, tanto del mantenimiento como de la seguridad de las personas, estas últimas deberán siempre apearse a los procedimientos de cada una de las actividades, aún cuando estas parezcan sencillas.

6.2 Objetivos

Proporcionar el servicio de energía eléctrica en el Campus Universitario U.N.A.M., manteniéndola en niveles confiables de suministro, que aseguren su calidad y la continuidad del Sistema Eléctrico de Distribución.



Realizar mantenimiento preventivo, con la finalidad de impedir o evitar que el equipo falle durante el periodo de vida útil, aplicando técnicas de mantenimiento eléctrico, así como de pruebas de rutina, las cuales proporcionarán información para evaluar e interpretar los resultados de las mismas.

Realizar las actividades de mantenimiento en términos de seguridad que disminuyan los riesgos potenciales del personal que realiza estas actividades.

6.3 Alcance

Todas las subestaciones eléctricas y/o equipos del Campus Universitario U.N.A.M., en donde se efectúen trabajos de mantenimiento.

6.4 Políticas de carácter general

6.4.1 De notificación de trabajos

Para realizar el mantenimiento se deberá avisar a las áreas usuarias mediante oficio y con un mes de anticipación, especificando el día y la duración probable de los trabajos, con la finalidad de que tomen las precauciones necesarias. Dicho aviso deberá incluir a aquellas áreas que se vean afectadas indirectamente por el corte momentáneo de suministro de circuitos troncales con la finalidad de liberar los equipos susceptibles de mantenimiento. En el oficio enviado, se deberá solicitar a las áreas confirmar su aceptación por escrito.



6.4.2 Generales de seguridad previas al mantenimiento

1. Todo personal que se encuentre involucrado directamente en el mantenimiento de las Subestaciones del Campus Universitario U.N.A.M., deberá conocer el contenido del presente Manual.
2. Las políticas de seguridad deben ser revisadas y aplicadas por el Ingeniero responsable de los trabajos de mantenimiento, antes, durante y después del mantenimiento según el caso.
3. Autorizar a través de la forma F-1, Autorización Mantenimiento, a los trabajadores que realicen actividades de mantenimiento.
4. El personal que realice actividades de mantenimiento debe portar invariablemente su equipo de protección personal, el cual mínimo debe constar de:
 - a. Casco dieléctrico,
 - b. Guantes dieléctricos,
 - c. Uniforme de tela de algodón y
 - d. Calzado dieléctrico.
5. Contar con equipos y materiales de protección aislante según el nivel de tensión o corriente de alimentación que garantice la seguridad del personal que desarrolla el mantenimiento de las instalaciones eléctricas.
6. Revisar antes de iniciar cualquier trabajo, que el estado que guarda tanto el equipo de protección personal como de los equipos a utilizar se encuentren en óptimo estado.
7. Identificar plenamente el área de trabajo.
8. Realizar de forma previa un análisis de riesgos potenciales para las actividades de mantenimiento a las instalaciones eléctricas, de acuerdo a la F-2, Determinación de riesgos y acciones preventivas, e informar al personal que realizará el mantenimiento de los resultados de este análisis.
9. Revisar junto con el personal que realizará el mantenimiento, las actividades a desempeñar y los riesgos potenciales que conllevan.
10. El personal que desarrolle los trabajos deberá estar capacitado para las actividades a desempeñar.



6.4.3 De seguridad en instalaciones

1. Los lugares en que el contacto con equipos eléctricos o la proximidad a éstos pueda entrañar un riesgo, deben tener colocados avisos de seguridad.
2. Mantener controlado el acceso a las subestaciones mediante el uso de candados, los cuales deberán ser identificados junto con sus llaves con una marca idéntica, que los diferencie de los demás juegos candado-llave. A su vez estas llaves deberán ser almacenadas en un llavero central y a sus candados proporcionar un aceite cada vez que sea necesario.
3. El mantenimiento a las subestaciones o pozos de visita, jamás deberá hacerse por una sola persona.
4. Todos los equipos destinados al uso y distribución de energía deben contar con información que identifique sus características eléctricas y la distancia de seguridad para cuando haya tensiones presentes, de acuerdo a la tabla 6-1, ya sea en placas, en etiquetas adheridas o marcas sobre el equipo.



Tensión eléctrica nominal a tierra (V)	Distancia mínima (m)		
	Condición 1	Condición 2	Condición 3
601-2 500	0,90	1,2	1,5
2 501-9 000	1,2	1,5	1,8
9 001-25 000	1,5	1,8	2,7
25 001-75 kV	1,8	2,4	3,0
más de 75 kV	2,4	3,0	3,6

Las condiciones son las siguientes:

1. Partes vivas expuestas en un lado y no activas o conectadas a tierra en el otro lado del espacio de trabajo, o partes vivas expuestas a ambos lados protegidas eficazmente por madera u otros materiales aislantes adecuados. No se consideran partes vivas los cables o barras aislados que funcionen a no más de 300 V.
2. Partes vivas expuestas a un lado y conectadas a tierra al otro lado. Las paredes de concreto, tabique o azulejo se consideran superficies conectadas a tierra.
3. Partes vivas expuestas en ambos lados del espacio de trabajo (no protegidas como está previsto en la Condición 1), con el operador entre ambas.

Excepción: No se requiere espacio de trabajo en la parte posterior de conjuntos tales como tableros de distribución de frente muerto o centros de control de motores en los que no haya partes intercambiables o ajustables tales como fusibles o conmutadores en su parte posterior, y donde todas las conexiones estén accesibles desde lugares que no sean la parte posterior. Cuando se requiera acceso posterior para trabajar en partes no energizadas de la parte posterior del equipo encerrado, debe existir un espacio mínimo de trabajo de 0,8 m en horizontal

Tabla 6-1. Distancia mínima del espacio de trabajo en una instalación eléctrica⁸⁵

5. Queda prohibido almacenar materiales de cualquier tipo, sobre todo aquellos incompatibles con las instalaciones eléctricas.
6. Queda prohibido el uso de flexómetros metálicos.

⁸⁵ Sección 110-34. Espacio de trabajo y protección. NOM-001-SEDE-2005



7. Para verificar el cumplimiento de estas políticas, se deberá llenar el formato F-3, Verificación de Condiciones de Seguridad, al momento de llegar a la subestación y realizando un recorrido, antes de iniciar los trabajos de mantenimiento.

6.4.4 De seguridad durante el mantenimiento

1. Contar con el diagrama unifilar de la instalación eléctrica actualizado y con el cuadro general de cargas instaladas y por circuito derivado.
2. Se debe considerar que todos los conductores y equipos están energizados mientras no se demuestre lo contrario con aparatos, equipos o instrumentos de medición destinados a tal efecto.
3. Delimitar el área de mantenimiento mediante la colocación de cintas, banderolas o estandartes de color amarillo con la leyenda “PELIGRO, RIESGO ELECTRICO”.
4. Se debe aplicar el Procedimiento de Libranza de Subestación antes de efectuar cualquier operación con objeto de:
 - a. Interrumpir el flujo de la corriente eléctrica
 - b. Aplicar medidas preventivas, como la colocación de candados y/o avisos, para impedir que se conecte de nuevo la corriente eléctrica.
5. Someter a prueba de continuidad al sistema de puesta a tierra, de acuerdo al Procedimiento de prueba a sistema de tierra y pararrayos.
6. Conectar a tierra el armazón de las herramientas y los aparatos de mano y portátiles, excepto las herramientas con doble aislamiento.
7. Todo el personal involucrado directamente deberá conocer el procedimiento de rescate de personal accidentado por electrocución, especificado en este manual. Dentro de las cuadrillas de mantenimiento deberá haber por lo menos un trabajador capacitado en técnicas de reanimación cardiopulmonar.



8. Cuando el equipo se conecte a líneas o a un circuito energizado por medio de algún cable o dispositivo de conexión, éste se conectará primero a la parte desenergizada. Inversamente, cuando se desconecte, la parte del lado de la fuente se desconectará primero.

6.4.5 De seguridad después del mantenimiento

1. Al término de las actividades de mantenimiento, realizar una inspección de todo el circuito, red o equipo en el que se efectuaron los mantenimientos, asegurándose que han quedado libres de materiales, herramientas, objetos y personal. Solamente después de realizar esta verificación se podrán retirar los candados, señalamientos u otros dispositivos utilizados.
2. Todos los equipos de protección personal, herramientas y equipos de protección deben ser almacenados en instalaciones que aseguren su estado óptimo de utilización. Cuando se trate de equipos o instrumentos de medición, su almacenamiento debe incluir sus manuales, instrucciones de uso y periodos de calibración y remplazo.

6.4.6 De preservación documental

1. Toda la documentación deberá ser foliada, la foliación deberá incluir: número consecutivo de forma y año de llenado.
2. Toda la documentación deberá ser archivada históricamente, en expedientes por tipo de formato.
3. Se deberá realizar análisis histórico de la información de las pruebas y mantenimiento de los equipos de forma anual, para obtener la información referente al funcionamiento de los equipos y poder realizar mantenimiento predictivo.





4. El archivo histórico de las pruebas y mantenimientos de las instalaciones y equipos, deberá ser guardado durante la vida útil de los equipos.
5. Se deberá tener un expediente de los equipos instalados, con sus respectivos datos de placa y lugar de instalación y deberá ser guardado durante su vida útil.





6.5 Procedimientos del manual de mantenimiento


No.	Nombre del Procedimiento	Procedimiento
1	Procedimiento de rescate por electrocución	M-1
2	Procedimiento de libranza de subestación	M-2
3	Procedimiento de análisis de datos	M-3
4	Procedimiento de puesta en servicio	M-4
5	Procedimiento de asignación de responsabilidades de operación y mantenimiento	M-5
6	Procedimiento de mantenimiento a transformador con red en operación	M-6
7	Procedimiento de pruebas a transformador en campo	M-7
8	Procedimiento de muestra de aceite a transformador	M-8
9	Procedimiento de mantenimiento a interruptor tripolar	M-9
10	Procedimiento de mantenimiento para componentes de medición y protección	M-10
11	Procedimiento de mantenimiento a subestación compacta	M-11
12	Procedimiento de mantenimiento a interruptor de potencia en vacío	M-12
13	Procedimiento preventivo a transformadores	M-13
14	Averías comunes en el transformador	M-14
15	Notas aclaratorias a las pruebas del transformador	M-15
16	Procedimiento de pruebas a relevadores	M-16
17	Procedimiento de prueba a sistema de tierras y pararrayos	M-17
18	Procedimiento de manejo de línea viva en 23 kV	M-18
19	Procedimiento a cable de energía en 23 kV	M-19
20	Procedimiento de potencial aplicado a cables de tensión media	M-20
21	Procedimiento de filtrado al aceite aislante de transformadores	M-21
22	Procedimiento de maniobra para subestaciones en 23 kV	M-22


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO		
		M-1		
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS				
PROCEDIMIENTO DE RESCATE POR ELECTROCUCIÓN				
RESPONSABLE	ACTIVIDAD			
Todo el personal presente	<div style="text-align: right;">1-2</div> <p>IMPORTANTE: Este procedimiento debe ser conocido por todo el personal que labore en el mantenimiento de Subestaciones y/o equipos y ser aplicado de forma inmediata.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Guardar la calma y una persona deberá pedir ayuda al teléfono de emergencia del Servicio Médico de la U.N.A.M., los teléfonos de emergencia son los siguientes: 5616 0914, 5622 0140 ó 5622 0202 mientras se trata de prestar auxilio al accidentado. 2. Si la víctima ha quedado en contacto con un conductor o pieza bajo tensión, debe ser separada del contacto como primera medida siguiendo los siguientes pasos: <ol style="list-style-type: none"> a. Dar la alarma y cortar de ser posible la corriente. b. Si resulta imposible cortar la corriente o el interruptor se encuentra lejos, se intentará desenganchar a la persona con un elemento no conductor como pértigas, tablas y/o cintas de cuero los cuales deberán estar disponibles de acuerdo a la forma F-2, "Determinación de riesgos y acciones preventivas". c. Cuando el accidentado haya quedado enganchado en líneas de ALTA TENSIÓN, no hay que acercarse a él. 			
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-1	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS				
PROCEDIMIENTO DE RESCATE POR ELECTROCUCIÓN				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
Todo el personal presente SOLAMENTE PERSONAL CAPACITADO PARA REANIMACIÓN CARDIOPULMONAR Todo el personal presente		<p style="text-align: right;">2-2</p> 3. Una vez que el accidentado ha quedado libre del contacto eléctrico, se iniciarán las operaciones de socorrismo, que por orden de urgencia son las siguientes: <ul style="list-style-type: none"> a. Apagar el incendio de la ropa (si existe), colocando a la víctima sobre el suelo y tratando de sofocar las llamas con mantas, arena o cualquier otro material incombustible del que se disponga. b. Verificar pulso y respiración. c. Si la persona está consciente y los servicios de emergencia no llegan, llevar de inmediato al Centro Hospitalario más cercano. d. Si la persona está inconsciente, no respira y no presenta pulso en la muñeca o cuello, presenta un paro del corazón, practicar la respiración artificial y el masaje cardiaco. e. Si se desconoce las técnicas de reanimación cardiopulmonar y los servicios de emergencia no llegan, llevar de inmediato al Centro Hospitalario más cercano. <p style="text-align: center;">FIN DE PROCEDIMIENTO</p>		
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO		
	M-2			
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS				
PROCEDIMIENTO DE LIBRANZA DE SUBESTACIÓN				
RESPONSABLE	ACTIVIDAD			
Ingeniero responsable de los trabajos.	<div style="text-align: right;">1-2</div> <ol style="list-style-type: none"> 1. Realizar visita a subestación con diagrama unifilar para verificar el estado físico de los componentes de la subestación. 2. Realizar termografía de los puntos de unión de los componentes que conforman la subestación. 3. Asentar las observaciones en bitácora de obra. 4. Si el mantenimiento es a una subestación conectada a las líneas de la empresa suministradora, se deberá pagar la libranza para llevarse a cabo, previa solicitud con diez días mínimos de anticipación. Se deberá informar a las áreas usuarias con un mes de anticipación (Política 1 de notificación de trabajos). 5. La libranza de las subestaciones en 23kV se realizan de la siguiente manera: <ol style="list-style-type: none"> a. Desconectar la carga desde los anillos que sean necesarios. b. Corroborar la apertura del circuito de enlace. c. Apertura individual de los circuitos de vacío. d. Apertura de interruptor principal. e. Apertura del banco de baterías y bloqueo del sistema de transferencia. f. Coordinación con empresa suministradora para desconexión de líneas. g. Realizar el corte de las líneas alimentadoras. 			
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-2	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS				
PROCEDIMIENTO DE LIBRANZA DE SUBESTACIÓN				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
Personal responsable del mantenimiento		<p style="text-align: right;">2-2</p> <ol style="list-style-type: none"> 6. Colocar candados en los interruptores que estén abiertos para evitar su conexión y el mismo personal deberá guardar la llave. 7. Colocar carteles que indiquen la realización de los trabajos, para evitar que terceras personas ingresen al área de trabajo. 8. Mantener extintores para atacar algún problema que se pudiera suscitar durante el mantenimiento. <ol style="list-style-type: none"> a. Corroborar que la línea este desconectada con un detector inductivo. b. Colocar sistema de puesta a tierra. c. Colocar la línea del bus de distribución a tierra. d. Aterrizar los buses del tablero de distribución. e. Colocar a tierra las secciones derivadas de los interruptores del tablero o aterrizar de forma individual la carga. f. Proceda a realizar las actividades de mantenimiento. <p style="text-align: center;">FIN DE PROCEDIMIENTO</p>		
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-3	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS				
PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS DE DATOS				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
Ingeniero responsable de los mantenimientos.		<p style="text-align: right;">1-1</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Concluido los trabajos de mantenimiento, registrar los valores obtenido y fechas en la forma F-4, Gráficas de mantenimiento y pruebas, con la finalidad de programar mantenimiento predictivo. 2. La F-4 debe ser llenada una por cada tipo de prueba y equipo. 3. La forma F-4 debe ser foliada de forma consecutiva y archivada de forma histórica. 4. Unir con una línea los valores obtenidos, para observar el comportamiento de los equipos e inferir posibles fallos futuros. 5. Firmar la F-4, en cada uno de los registros hechos. 6. Si se detecta algún cambio brusco en las gráficas durante el transcurso del tiempo. Programar mantenimiento. <p style="text-align: center;">FIN DE PROCEDIMIENTO</p>		
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-4	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS				
PROCEDIMIENTO DE PUESTA EN SERVICIO				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
Ingeniero responsable de los mantenimientos.		<p style="text-align: right;">1-1</p> <p>Al finalizar las actividades de mantenimiento y antes de cerrar tapas y cubiertas, corroborar inventario de herramienta y equipo.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Si la herramienta está completa, cerrar tapas y retirar terminales de tierra adicionales. 2. Para la subestación. <ol style="list-style-type: none"> a. Retirar las tierras físicas de los puntos de acometida. b. Desbloquear la transferencia. c. En coordinación con la empresa suministradora se procede a energizar las líneas de acometida. d. Cerrar las cuchillas de operación sin carga. e. Cerrar cuchillas seccionadoras internas del (los) tablero(s) de distribución. f. Proceder al cierre del (los) interruptor(es) tripolar(es). g. Corroborar la apertura del interruptor de enlace (con otras subestaciones). h. Proceder al cierre de los seccionamientos por anillo. <p style="text-align: center;">FIN DE PROCEDIMIENTO</p>		
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-5	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS				
PROCEDIMIENTO DE ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDADES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
Todo el personal		<p style="text-align: right;">1-2</p> <p>1.-No realizar ninguna actividad si el responsable del mantenimiento, con el técnico de mayor categoría, no ha realizado las acciones de libranza correspondiente.</p> <p>2.- Los operadores se ubicarán en los lugares asignados para iniciar las actividades a desarrollar.</p>		
Ingeniero responsable		<p>1.-Asignará a un oficial el resguardo general de la herramienta la cual debe contabilizar al iniciar las actividades.</p> <p>2.- Terminado el mantenimiento este oficial informará si la herramienta se encuentra completa.</p>		
Ayudantes generales y eléctricos		<p>1.- Responsables de realizar limpieza general de las áreas y/o cuartos eléctricos.</p> <p>2.-Limpieza general, aspirado de polvos en el interior y exterior de los gabinetes, pisos generales, tarimas dieléctricas, recoger trapos, etc.</p> <p>3.-Responsables de acomodar y recoger el sobrante de materiales utilizados en el mantenimiento.</p>		
Oficiales electricistas		<p>1.- Responsables de la limpieza de aislamientos.</p> <p>2.- Responsables de apriete general de tornillería, de acuerdo a estándar de aprietes según grado de los tornillos en buses, conectores, zapatas, terminales con opresor, etc.</p>		
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-5	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS				
PROCEDIMIENTO DE ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDADES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
Oficiales electricistas		<p style="text-align: right;">2-2</p> 3.- Verificar que los juegos de tornillos estén completos (Doble roldana plana, 1 roldana de presión, tornillo de grado galvanizado o cadmizado y tuerca). 4.- Responsables de verificar los accionamientos y bloqueos en puertas, interruptores, seccionadores, cuchillas, cambio o reposición de chicotes y ajustes correspondientes. 5.- Responsables de verificar y ajustar las conexiones de control y equipos de medición.		
Ingeniero Supervisor		1.- Dar fe del desarrollo de las actividades. 2.- Coordinar al personal para que se ejecuten los trabajos. 3.- Levantar los datos de anomalías detectadas por los electricistas. 4.- Verificar que las correcciones sean realizadas y/o apoyar para su realización. 5.- Tomar memoria fotográfica del desarrollo del servicio. 6.- Verificar con el electricista encargado, que la herramienta está completa y que los puentes de tierra sean retirados.		
Ingeniero de pruebas		1.- Responsable de realizar todas las pruebas a los equipos involucrados en el mantenimiento, llenado de los reportes y análisis de resultados para determinar alguna condición anormal en los equipos y actuar en consecuencia.		
<p style="text-align: center;">FIN DE PROCEDIMIENTO</p>				
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-6	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS				
PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO A TRANSFORMADOR CON RED EN OPERACIÓN				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
Ingeniero responsable Equipo de seguridad completo, guantes ayudantes de látex y guantes dieléctricos electricistas Personal (electricistas y ayudantes) Ingeniero de pruebas Ingeniero responsable		<p style="text-align: right;">1-2</p> 1.- Maniobra para cambio de carga del Transformador: a.-Cambio de carga transformador. I) Retiro de carga del transformador. II) Apertura de Interruptor principal. III) Extracción de interruptor principal. IV) Cierre de cuchillas de enlace. V) Cierre de interruptores derivados de carga del transformador. b.- Apertura de Cuchillas de operación sin carga en 23kV. c.- Aterrizaje de terminales en secundario de cuchillas en 23 kV. 2.- Acciones previas a la operación de mantenimiento: a) Identificación de cables con cinta de color y número. b) Apertura de cables en el primario y secundario del transformador. c) Limpieza de aislamientos y boquillas con dieléctrico para la tensión de operación del sistema. e) Limpieza de aislamientos en cuchillas, interruptores, aisladores. 3.- Realizar procedimiento: Pruebas al Transformador en campo, mantenimiento correctivo a transformador . 4.- Restablecimiento de las condiciones de operación normal a) Retiro de puentes de tierra y verificación de herramienta.		
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-6	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS				
PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO A TRANSFORMADOR CON RED EN OPERACIÓN				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
Ayudantes		<p style="text-align: right;">2-2</p> <p>4.1 Cierre de elementos en 23 kV.</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Cierre de cuchillas de operación sin carga. b) Introducción en celda del interruptor principal. c) Apertura de carga de circuitos del transformador. d) Apertura de cuchillas de enlace. e) verificar apertura de interruptor de enlace. f) cierre de interruptor principal. g) cierre de carga de transformador. <p>Recoger materiales y herramientas y limpiar el área de trabajo.</p> <p style="text-align: center;">FIN DE PROCEDIMIENTO</p>		
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-7	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS				
PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS A TRANSFORMADOR EN CAMPO				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
Ingeniero de pruebas Medir: Temperatura ambiente. Humedad relativa. Temperatura del aceite. Equipo de seguridad Guantes de electricista. Equipos: Medidor de resistencia de. Aislamiento 2500, 5000 Vcd. Medidor de relación TTR.		<div style="text-align: right;">1-3</div> 1.- Prueba de resistencia de aislamiento. 1.1 Prueba de devanado alta contra baja, el equipo ajustado en 5000 Vcd y Neutro separado de tierra física. a) Terminales H's puenteadas entre sí. b) Terminales X's puenteadas entre sí. 1.2 Prueba de devanado alta contra baja más tierra, equipo ajustado en 5000 Vcd. a) Terminales H's puenteadas entre sí. b) Terminales X's puenteadas entre si y conectadas a tierra. 1.3 Prueba de devanado baja contra alta más tierra, equipo ajustado en 2500 Vcd. a) Terminales H's puenteadas entre si y conectadas a tierra. b) Terminales X's puenteadas entre si. Las lecturas se registran el formato “ Resistencia de aislamiento (TRAFO) ”. Obtener índice de absorción e índice de polaridad.		
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-7	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS				
PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS A TRANSFORMADOR EN CAMPO				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
Medidor de factor de Potencia MEU.		<p style="text-align: right;">2-3</p> <p>2.- Prueba de relación de transformación.</p> <p>a) Lectura 1, conexiones en alta Terminal H1 y H3 conexiones en baja X1 X0.</p> <p>b) Lectura 2, conexiones en alta Terminal H2 y H1 conexiones en baja X2 X0.</p> <p>c) Lectura 3, conexiones en alta Terminal H3 y H2 conexiones en baja X3 X0.</p> <p>Las lecturas se registran en el formato “Relación de transformación trafo”.</p> <p>Obtener una lectura inferior 2% entre relación teórica y relación medida una lectura mayor indica falso contacto y requiere revisión de terminales internas de conexión.</p>		
Medidor de resistencia Puente Kelvin		<p>3.- Factor de potencia a devanados.</p> <p>a) Lectura 1, conexiones en alta Terminal H₁ conexiones en baja X₁ X₀ obtener W₁, cos₁</p> <p>b) Lectura 2, conexiones en alta Terminal H2 conexiones en baja X2 X0 obtener w2, cos₂</p> <p>c) Lectura 3, conexiones en alta Terminal H3 conexiones en baja X3 X0 obtener w3, cos₃</p> <p>Las lecturas se registran en el formato “Factor potencia trafo”. Realizar las operaciones y obtener las perdidas y factor de potencia.</p> <p>Para un devanado en buenas condiciones el factor de potencia no es mayor al 2%, un factor de potencia al 1% se considera malo.</p>		
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-7	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS				
PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS A TRANSFORMADOR EN CAMPO				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
Medidor de resistencia Puente Kelvin		<p style="text-align: right;">3-3</p> <p>4.- Resistencia óhmica a devanados.</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Lectura 1 conexiones en alta Terminal H1 y H3 conexiones en baja X1, X0. b) Lectura 2 Conexiones en alta Terminal H2 y H1 conexiones en baja X2, X0. c) Lectura 3 Conexiones en alta Terminal H3 y H2 conexiones en baja X3, X0. <p>Las lecturas se registran en el formato “Formato resistencia óhmica”.</p> <p style="text-align: center;">FIN DE PROCEDIMIENTO</p>		
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-8	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS				
PROCEDIMIENTO DE MUESTRA DE ACEITE A TRANSFORMADOR				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
Ingeniero de pruebas: Tomar datos de placa del equipo Rotular frasco y jeringa Equipo de seguridad Guantes de látex		<p style="text-align: right;">1-2</p> Muestra de aceite del transformador para análisis en laboratorio. 1.- Equipo y accesorio necesario. a) Jeringa de vidrio de 50 ml, limpio y rotulado con los datos del transformador. b) Frasco de 1000 ml limpio y rotulado con los datos del transformador. c) Juego de válvulas de 3 vías y manguera 3/16. d) Charola para escurrimientos y aserrín. e) Juego de reducciones para obtener una salida de 3/16 para el muestreo f) Cinta teflón. g) Frasco para aceite sucio y garrafón antiderrames de aceite 2.- Obtención de la muestra a) Colocar las reducciones en válvula del transformador b) Colocar toma 3/16, manguera 3/16, válvula 3 vías (1), manguera 3/16, válvula 3 vías (2), jeringa c) Charola para escurrimientos y aserrín en área de muestreo.		
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-8	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS				
PROCEDIMIENTO DE MUESTRA DE ACEITE A TRANSFORMADOR				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
Ingeniero de pruebas.		<p style="text-align: right;">2-2</p> <p>3.- Para obtener aceite limpio, válvulas 1 y 2 cerradas.</p> <p>a) Colocar frasco para derrame en válvula 1 y abrir válvula transformador, dejar salir aproximadamente 200 ml para sacar suciedad y asentamientos de carbón en válvula.</p> <p>b) Abra válvula 2 y obtenga aproximadamente 500 ml cierre y pase aceite a jeringa, extraiga muestra, regrésela al frasco 2, vuelva a tomar muestra en jeringa asegure no llevar aire, cierre y termine obtener muestra en frasco 2 hasta 1000 ml.</p> <p>c) Cierre frasco 2 y abra válvula 1 recolecte aceite sobrante en frasco escurrimientos.</p> <p>4.- Retire accesorios, coloque tapón con teflón, asegure no haya fugas o lloriqueo en válvula transformador.</p> <p>5.- En caso de pequeños derrames, limpie con aserrín para absorber el aceite y este aserrín confínelo en desechos con aceite.</p> <p>6.- Enviar la muestra al laboratorio con el formato de “Cadena de custodia externa”, asentando todos los datos del transformador y responsable de la toma.</p> <p style="text-align: center;">FIN DE PROCEDIMIENTO</p>		
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-9	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPO ELÉCTRICO				
PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO A INTERRUPTOR TRIPOLAR				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
Ingeniero de pruebas Medir: Temperatura ambiente Humedad relativa Tomar datos de placa del equipo		<p style="text-align: right;">1-2</p> 1.- Prueba de resistencia de aislamiento . 1.1 Prueba interruptor abierto 5000 Vcd un minuto, medir los 3 polos individualmente. a) Terminales H's línea. b) Terminales X's carga. 1.2 Prueba interruptor cerrado equipo ajustado en 5000 Vcd a) Terminales H's puenteadas entre sí. b) Terminales X's puenteadas entre si y conectadas a tierra. Las lecturas son registradas en el formato: “Protocolo de pruebas de interruptor de potencia” . 2- Prueba de resistencia de contactos ajuste el valor de tensión a 100 Vcd. Asegure un contacto firme. a) Conecte terminal P1, C1 de tensión y corriente en conector línea. b) Conecte terminal P2, C2 de tensión y corriente en conector carga. c) Repita para los polos 2 y 3. Las lecturas son registradas en el formato: “Protocolo de pruebas interruptor de potencia” .		
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO		
	M-9			
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPO ELÉCTRICO				
PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO A INTERRUPTOR TRIPOLAR				
RESPONSABLE	ACTIVIDAD			
Ingeniero de pruebas Medir: Temperatura ambiente Humedad relativa Tomar datos de placa del equipo	<div style="text-align: right;">2-2</div> <p>3.-Factor de potencia a boquillas.</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Lectura 1 conexiones en línea Terminal H conexiones en carga X obtener W_1, \cos_1 polo 1 b) Lectura conexiones en línea Terminal H conexiones en carga X obtener W_2, \cos_2. c) Lectura 3 conexiones en línea Terminal H conexiones en carga X obtener W_3, \cos_3. <p>Las lecturas se registran en el formato “Protocolo de pruebas interruptor de potencia”. Realizar las operaciones y obtener las pérdidas y factor de potencia.</p> <p>4.- Prueba disparidad de polos</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Localice las terminales de control de apertura y cierre. b) conecte en paralelo las terminales del equipo para cierre y apertura. c) Conecte los cables en línea y carga del interruptor para registro de disparidad. <p>4.1 Realice la operación de cierre y verifique la gráfica de tiempo para el cierre, y la diferencia en el accionamiento del polo.</p> <p>4.2 Realice la operación de apertura y verifique la gráfica de tiempo de la apertura y la diferencia en el accionamiento de los polos.</p> <p>Registre los valores en el formato “Protocolo de pruebas interruptor de potencia”</p> <p>5.- Prueba a relevadores de protección.</p>			
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO		
		M-10		
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPO ELÉCTRICO				
PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PARA COMPONENTES DE MEDICIÓN Y PROTECCIÓN				
RESPONSABLE	ACTIVIDAD			
Ingeniero responsable Ingeniero de pruebas Tomar datos de placa del equipo Electricista	<div style="text-align: right;">1-1</div> Realizar el procedimiento de libranza. 1.- Transformadores de corriente. 1.1 Prueba de resistencia de aislamiento. 1.2 Prueba de relación de transformación. 1.3 Prueba de saturación. 2.- Transformadores de potencial. 2.1 Prueba de resistencia de aislamiento. 2.2 Prueba de relación de transformación. 2.3 Prueba de saturación. 3.- Comprobación de alambrado de control. a) Verificar de apriete de tornillerías en equipos y apriete de terminales de cables. b) Apretar tornillería en clemas, tablillas de conexiones y de terminales de cables. c) Revisar que las zapatas terminales de cables se encuentren correctamente ponchadas y no existan falsos contactos. d) Revisar que las conexiones correspondan a los diagramas de alambrado de control correspondiente. e) Identificar con números marcadores. 4.- Llenar los formatos a) Protocolo de prueba a T.C. b) Protocolo de prueba a T.P. FIN DE PROCEDIMIENTO			
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-11	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPO ELÉCTRICO				
PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO A SUBESTACIÓN COMPACTA				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
Ingeniero responsable Electricista responsable		<p style="text-align: right;">1-2</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Tramitación de libranza si se requiere, para dejar fuera los equipos a intervenir. Se inicia eliminando la carga de los tableros de distribución, interruptores principales, interruptores de potencia en aire y cuchillas de servicio. 2. Probar que el equipo no esté energizado verificando la apertura física de los interruptores y/o cuchillas seccionadoras. 3. Aterrizar el tanque y estructura del equipo a intervenir. 4. Aterrizar el equipo a intervenir por 5 minutos para eliminar las cargas capacitivas que puedan afectar las pruebas y por seguridad personal. 5. Preparar el área de trabajo de acuerdo a lo requerido, delimitándola para evitar el paso de personas ajenas mediante en la realización del servicio de mantenimiento preventivo y pruebas. 6. Preparar el equipo y herramientas indispensables para la realización del servicio. <ol style="list-style-type: none"> a) Limpieza general exterior de los gabinetes utilizando líquido desengrasante a base de silicones para eliminar polvo y mugre acumulada. b) Limpieza general interior de los gabinetes, barras, aisladores, apartarrayos, conos de alivio, cuchillas de prueba y seccionadores, desconectores con carga en aire, operación en grupo tripolar: útil para detectar fallas y futuros problemas que normalmente se esconden bajo el polvo y el equipo que maneja y controla la alta tensión. 		
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-11	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPO ELÉCTRICO				
PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO A SUBESTACIÓN COMPACTA				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
Ingeniero responsable		c) Revisión general de operación de cuchillas de prueba y seccionadores sin carga y desconector con carga en aire de operación en grupo tripolar, ajuste y lubricación en superficies de contacto móviles, verificación y ajuste de dispositivos de seguridad de los mecanismos de accionamiento de cierre y apertura del sistema de energía almacenada con disparo automático rápido.		
Electricista responsable		d) Verificación de apartarrayos: estos dispositivos se revisan a fin de comprobar el grado de seguridad que ofrecen éstos, contra descargas atmosféricas. e) Apriete de conexiones: comprobación y reapriete de los tornillos de unión entre barras, cables y terminales de los transformadores a fin de evitar calentamientos peligrosos por falsos contactos.		
Ingeniero responsable		7.-Retiro de herramienta y equipo utilizado durante el servicio. 8.- Retiro de sistema de puesta a tierra puesto a los equipos. 9.-Energizar el sistema eléctrico. colocar y cerrar, cuchillas de servicio, interruptores de potencia en aire, interruptores termo-magnéticos y/o electromagnéticos e interruptores termo-magnéticos derivados.		
FIN DE PROCEDIMIENTO				
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-12	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPO ELÉCTRICO				
PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO A INTERRUPTOR DE POTENCIA EN VACIO				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
Ingeniero responsable. Electricista responsable. Ingeniero de pruebas.		<p style="text-align: right;">1-2</p> 1.- Realizar el procedimiento de libranza. 2.-Realizar aspirado de polvo en mecanismo de operación, cámaras de arqueo, terminales auxiliares, además de lubricar las partes móviles del equipo de acuerdo a recomendaciones del fabricante, en áreas de contacto eléctrico, se recomienda el uso de grasa conductiva “penetrox”. 3.-Realizar pruebas de operación a los relevadores de sobrecorriente y auxiliares para su verificación y chequeo. Tipos de relevadores de sobre corriente: Electrónicos de 1° generación , contempla las protecciones de sobrecarga, cortocircuito, protección de Instantáneo, y protección de falla a tierra. Utilizan un transformador de corriente en cada una de las fases, su operación está en función de la corriente que pasa por la dona. Normalmente se ajustan a 6 veces la corriente de calibración para su disparo. Electrónica con microprocesador. Su operación es más confiable al trabajar sobre la corriente eficaz de operación del equipo, las corrientes de la dona son menores a la unidad, cuentan con equipo de auto prueba, medición integrada, comunicación a PLC’s, y computadoras.		
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-12	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPO ELÉCTRICO				
PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO A INTERRUPTOR DE POTENCIA EN VACIO				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
Ingeniero de pruebas.		<p style="text-align: right;">2-2</p> <p>Para realizar la prueba de operación del relevador de sobre corriente, tome en cuenta:</p> <ul style="list-style-type: none"> • El tipo, el modelo y los elementos con lo que realizará la prueba. <p>Los relevadores de sobre corriente electromecánicos y neumáticos se prueban por cada fase. Los Electrónicos se chequea en una fase o en las tres si se requiere.</p> <p style="text-align: center;">FIN DE PROCEDIMIENTO</p>		
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-13	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPO ELÉCTRICO				
PROCEDIMIENTO PREVENTIVO A TRANSFORMADORES				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
Ingeniero responsable. Electricista responsable.		<p style="text-align: right;">1-2</p> 1.- Realizar el procedimiento de libranza especificado. 2.- Mantenimiento preventivo a subestación tipo pedestal. <ul style="list-style-type: none"> a) Inspección y limpieza exterior del tanque. b) Revisión de empaques en boquillas de baja tensión, alta tensión y tapa principal del transformador. c) Apriete de conexiones en lado de alta y baja tensión del transformador. d) Inspección y apriete en estructura metálica y herrajes. e) Apriete de tornillería en bornes de línea y carga del interruptor principal. f) Inspección de alimentador y canalización en baja tensión. g) Inspección de electrodo de tierra.. h) Prueba de resistencia de aislamiento en devanados del transformador. i) Prueba de resistencia óhmica. 3.- Mantenimiento preventivo a transformador en aceite. <ul style="list-style-type: none"> a) Limpieza exterior de tanque utilizando líquido desengrasante a base de silicones. b) Verificación externa de indicador de nivel y temperatura. c) Reapriete de conexiones de línea y de carga del transformador, y de puesta a tierra. 		
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO		
		M-13		
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPO ELÉCTRICO				
PROCEDIMIENTO PREVENTIVO A TRANSFORMADORES				
RESPONSABLE	ACTIVIDAD			
Electricista responsable.	<div style="text-align: right;">2-2</div> <p>d) Verificar que el cambiador de taps se encuentre en la posición correcta de operación.</p> <p>e) Revisión de boquillas de alta y baja tensión.</p> <p>f) Prueba de resistencia de aislamiento, relación de transformación, resistencia óhmica, hermeticidad, físico-química, eléctrica, cromatografía de gases y askarel* y factor de potencia a devanados*.</p> <p>* Nota: No se realiza como prueba estándar transformadores menores de 1,000kVA, solo se realizan si las pruebas físico-químicas, de resistencia de aislamiento y relación de transformación son discrepantes.</p> <p>4.- Rutina de servicio de pruebas a subestaciones compactas</p> <p>a) Pruebas de aislamiento entre buses y a tierra.</p> <p>b) Apartarrayos. Verificación de conexión y que no exista terminales sueltas.</p> <p>c) Prueba de resistencia de aislamiento a cables de potencia en el primario el transformador.</p> <p>d) Prueba mecánica de cierre y apertura del interruptor de fusibles.</p> <p>e) Verificación y ajuste del mecanismo de apertura por operación de cualquiera de los 3 fusibles de potencia, que tiene el interruptor.</p> <p style="text-align: center;">FIN DE PROCEDIMIENTO</p>			
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-14	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPO ELÉCTRICO				
AVERIAS COMUNES EN EL TRANSFORMADOR				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
Ingeniero responsable y/o Ingeniero de pruebas. Seguir los procedimientos de rutina.		<p style="text-align: right;">1-2</p> Los aspectos que permiten determinar anomalías en un transformador, así como, prever la posibilidad de mayores alteraciones en el comportamiento del mismo son las siguientes: <ol style="list-style-type: none"> 1. Acumulación de material húmedo entre los puentes de conexión o cambiadores de Taps. 2. Falla en la conexión del devanado a las boquillas del transformador. 3. Temperatura excesiva del transformador. 4. Variación de tensión. En estos casos se requiere realizar las pruebas indicadas para su determinación. <ol style="list-style-type: none"> 5. Ruptura de boquillas en alta y baja tensión. 6. Fugas de aceite en empaques, uniones, válvulas y sellos de unión. Estos son resultado de la revisión que se realiza al transformador en las inspecciones de rutina, recuerde que la falta de aceite en el transformador puede provocar alguna de las anomalías indicadas previamente. Realizar filtrado y desgasificado del aceite aislante del transformador cuando el aceite de un transformador acusa humedad y su nivel de dieléctrico no llega a 21,000 Volts.		
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-14	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPO ELÉCTRICO				
AVERIAS COMUNES EN EL TRANSFORMADOR				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
Ingeniero responsable		<p style="text-align: right;">2-2</p> <p>Si los resultados de las pruebas indican valores bajos, anormales, o fuera de límites permitidos se deberá considerar el filtrado y desgasificado del aceite aislante. Este proceso se realiza sin necesidad de parar la planta o desenergizar el transformador.</p> <p>Cuando el análisis físico químico da como resultado presencia de acidez en el aceite, no es posible su regeneración.</p>		
Acciones a realizar		<ol style="list-style-type: none"> 1. Poner fuera de servicio al transformador. 2. Retirar el aceite existente y almacenar de acuerdo a los procedimientos de recolección y contención. 3. Lavar el tanque internamente con aceite nuevo por 3hr. y desechar éste, de acuerdo al procedimiento de contención. 4. Introducir aceite nuevo al transformador. 5. Restablecer el servicio y energizar el transformador. 6. A los 6 meses realizar una nueva prueba del aceite y asignar como patrón para futuras referencias. <p style="text-align: center;">FIN DE PROCEDIMIENTO</p>		
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-15	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPO ELÉCTRICO				
NOTAS ACLARATORIAS A LAS PRUEBAS DEL TRANSFORMADOR				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
Ingeniero de pruebas.		<p style="text-align: right;">1-2</p> <p>Prueba de resistencia de aislamiento.</p> <p>La resistencia del aislamiento depende del grado de humedad y limpieza del mismo. Consiste en encontrar el valor óhmico del aislamiento del transformador, con este podemos determinar su grado de humedad entre devanados y devanados a tierra, y verificar si el transformador está capacitado para soportar las pruebas dieléctricas a que será sometido.</p> <p>Prueba de relación de transformación.</p> <p>Tiene como principal objetivo la determinación de la relación entre en número de vueltas del devanado primario y el secundario, además obtenemos información de falsos contactos y posible daño entre espiras.</p> <p>Prueba de rigidez dieléctrica del aceite.</p> <p>El aceite empleado en los transformadores es un producto altamente refinado, pero no químicamente puro, lo cual significa que contiene impurezas en su composición. Los factores más dañinos son el agua, el oxígeno y las muchas combinaciones de compuestos que se forman por la acción combinada de éstos a temperaturas elevadas.</p> <p>La prueba consiste en verificar si el líquido aislante cumple con las condiciones de limpieza, y grado de humedad necesarias para el desarrollo de su cometido dieléctrico entre devanados y devanados a tierra.</p>		
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		M-15
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPO ELÉCTRICO		
NOTAS ACLARATORIAS A LAS PRUEBAS DEL TRANSFORMADOR		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Ingeniero de pruebas.	<p style="text-align: right;">2-2</p> <p>Análisis cromatográfico de gases contenidos en el aceite aislante.</p> <p>Mediante esta prueba se obtiene el tipo y cantidad de gases disueltos en el aceite aislante y proporciona una herramienta útil para la detección e interpretación de fallas incipientes en los transformadores, los cuales no es posible detectarlas por otro medio.</p> <p>Fallas comunes detectadas</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Arqueo del aceite en presencia de papel o cartón. 2. Descargas parciales en el papel y el aceite aislante. 3. Efecto corona en el aceite aislante. 4. Descomposición térmica del aceite aislante. 5. Descomposición térmica del papel y el aceite aislante. 6. Electrólisis del agua. 7. Corrientes circulantes en el núcleo y tanque. <p>Análisis cromatográfico de bifenilos policlorados en el aceite aislante.</p> <p>Esta prueba nos permite determinar la cantidad de Aroclor contenido en el aceite aislante, este elemento es un compuesto cancerígeno y actualmente se encuentra prohibida su aplicación como compuesto en los aceites refrigerantes.</p> <p style="text-align: center;">FIN DE PROCEDIMIENTO</p>	
Agosto 2009		


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-16	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPO ELÉCTRICO				
PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS A RELEVADORES				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
Ingeniero de prueba.		<p style="text-align: right;">1-3</p> <p>Equipo de prueba Utilizado:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Multiamp 0-100 Amp. <p>Relevador a probar.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Relevador de sobre corriente Tipo STR/ ST mca. Merlin Gerin. 2. Relevador de Sobre corriente Tipo SD/ SS Federal Pacific. 3. Relevador de sobre corriente Tipo Digitrip Cluter Hammer/ Westinghouse. 4. Relevador de sobre corriente Tipo Versatrip / General Electric. <p>Pruebas a efectuar:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Disparo en la protección de sobre corriente (Tiempo largo). • Disparo en la protección corto circuito (Tiempo corto). • Disparo en la protección de corto circuito (Instantáneo). • Disparo en la protección de falla a tierra. <p>Procedimiento de prueba</p> <p>Actividades previas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Inspección visual de las condiciones del relevador y del interruptor, toma de datos generales y calibración de relevador. • Apertura de la carga en baja tensión. • Apertura del interruptor. • Apertura del transformador. 		
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-16	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPO ELÉCTRICO				
PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS A RELEVADORES				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
Ingeniero de prueba.		<div style="text-align: right;">2-3</div> <p>Prueba de sobre corriente (Tiempo largo).</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Encendido del equipo. 2. Ajuste de terminales del equipo en los bornes de llegada de TC's. 3. Modificación de parámetros arriba del ajuste de tiempo corto e instantáneo para realizar la inyección de corriente a un valor predeterminado. 4. Medición del tiempo de respuesta y registro del mismo. 5. Cambio de fase y realización de la misma prueba. 6. Registro de los tiempos de respuesta. 7. Apagado del equipo. <p>Prueba de Corto circuito (Tiempo corto).</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Encendido de la consola de prueba. 2. Modificación de parámetros de sobre carga e instantáneo. 3. Calibración del equipo a valor predeterminado de acuerdo al ajuste del relevador. 4. Restablecimiento de parámetro al valor original, inyección de corriente y registro de tiempo de respuesta. 5. Cambio de fase y realización de la misma prueba. 6. Registro de los tiempos de respuesta. 7. Apagado del equipo. <p>Prueba de Corto Circuito (Instantáneo)</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Encendido de la consola de prueba. 2. Modificación de parámetros de tiempo corto. 3. Calibración del equipo a valor predeterminado de acuerdo al ajuste del relevador. 4. Restablecimiento de parámetro al valor original, inyección de corriente y registro de tiempo de respuesta. 5. Cambio de fase y realización de la misma prueba. 6. Registro de los tiempos de respuesta. 7. Apagado del equipo. 		
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-16	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPO ELÉCTRICO				
PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS A RELEVADORES				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
Ingeniero de pruebas.		<div style="text-align: right;">3-3</div> <p>Prueba de Falla a tierra.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Encendido de la consola de prueba. 2. Ajuste de conexiones para esta prueba. 3. Calibración del equipo a valor predeterminado de acuerdo al ajuste del relevador. 4. Restablecimiento de conexión al Punto de prueba, Inyección de corriente y registro de tiempo de respuesta. 5. Cambio de fase y realización de la misma prueba. 6. Registro de los tiempos de respuesta. 7. Apagado del equipo. <p>Restablecimiento del Relevador</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Apriete de terminales de llegada de los TC's. 2. Restablecimiento de ajustes del relevador a valores originales. 3. Limpieza y sopleteado con aire seco. 4. Cierre de tapas y/o protecciones de los dial de ajuste. 5. Retiro de puentes o cables. <p style="text-align: center;">FIN DE PROCEDIMIENTO</p>		
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-17	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPO ELÉCTRICO				
PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS A SISTEMA DE TIERRAS Y PARARRAYOS				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
Ingeniero responsable		3.1. Mejora de pozos de tierra utilizando una mezcla de tierra negra, bentonita y gem, en un área de 70x70x90cm en capas.		
Ingeniero de pruebas		3.2. Realizar medición de los posos modificado y/o corregidos.		
Ingeniero responsable		3.3. Conexión de los pozos a la red y realizar nuevamente las mediciones hasta obtener los valores mínimos indicados.		
		4. Medición de la continuidad de la red		
		a) Abra el conector mecánico del pozo y realice medición de continuidad en los extremos del cable.		
		b) Registre los valores en el formato “ Reporte de mediciones de tierras ”.		
		c) Si la red da un valor alto o abierto detectar el punto de apertura y realizar la operación correctiva necesaria.		
		d) Importante si la red está abierta existe el riesgo de descargas a los operadores o persona lo cual puede ocasionar la muerte al afectado.		
FIN DE PROCEDIMIENTO				
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		M-18
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPO ELÉCTRICO		
PROCEDIMIENTO DE MANEJO DE LÍNEA VIVA EN 23 kV		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Ingeniero responsable. Electricista en tensión media. Equipo de seguridad obligatorio: <ul style="list-style-type: none"> • Casco • Lentes. • Guantes dieléctricos a la capacidad de la línea o mayor. • Zapato dieléctrico normalizado a 40 kV STPS. 	<p style="text-align: right;">1-2</p> Para el manejo de guantes para una tensión media 23 kV, es necesario: <ul style="list-style-type: none"> • Guante de algodón para evitar la sudoración de la mano. • Guante dieléctrico con capacidad para 25 kV mínimo. • Protección al electricista operador. • Guante de piel para proteger el guante dieléctrico. <p style="text-align: center;">En este orden deben ser colocados y operados.</p> El guante dieléctrico debe estar limpio y sin grasa, sin cuarteaduras, ni estar quebradizo, pegajoso o chicloso. Si el guante dieléctrico presenta alguna de estas características deberá ser desechado, SUS PROPIEDADES HAN CADUCADO Y PONEN EN PELIGRO DE MUERTE AL OPERADOR.	
Electricista en tensión media.	Para la operación de extracción e inserción de codos inserto Este trabajo se realiza en línea viva en 23 kV y deberá de verificar los puntos: <ol style="list-style-type: none"> a) Los codos cuentan con las colillas de tierra correspondientes. b) Las orejas de jalado e inserción no presentan cuarteaduras o roturas. c) El cable del adaptador de tierra está conectado a la red de tierra física del equipo o pozo. d) Humedad en el registro o equipo. e) Tarima de fibra aislante. 	
Agosto 2009		


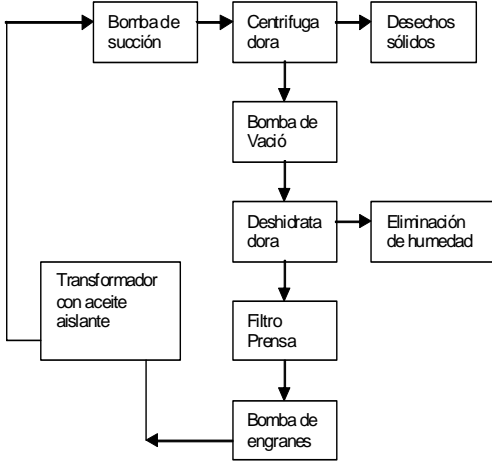
	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-18	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPO ELÉCTRICO				
PROCEDIMIENTO DE MANEJO DE LÍNEA VIVA EN 23 kV				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
Ingeniero responsable. Electricista en tensión media		<p style="text-align: right;">2-2</p> Indique las medidas correctivas en caso de no cumplir alguno de los puntos anteriores. Operación de pértiga escopeta. 1. Extracción de codo inserto. 1.1. Colóquese el equipo de seguridad completo. a) Abra las tenazas de la pértiga, enganche el punto de jalado cierre la pinza. b) Aplique el seguro. c) Apoyado firmemente realice un tirón firme y extraiga el codo, colóquelo en soporte. d) abra el seguro y abra la mordaza. 2. Con un detector de tensión inductivo, compruebe que el codo quedo sin energía. 3. Realice las correcciones por las cuales abrió la línea. <p style="text-align: center;">FIN DE PROCEDIMIENTO</p>		
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO		
		M-19		
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPO ELÉCTRICO				
PROCEDIMIENTO A CABLE DE ENERGÍA EN 23 kV				
RESPONSABLE	ACTIVIDAD			
<p>Ingeniero responsable.</p> <p>Electricista en tensión media.</p> <p>Equipo de seguridad obligatorio:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Casco. • Lentes. • Guantes dieléctricos a la capacidad de la línea o mayor • Zapato dieléctrico normalizado a 40 kV STPS. <p>Ingeniero de pruebas</p>	<p style="text-align: right;">1-2</p> <p>Cumplir los puntos del procedimiento de línea viva y las medidas de seguridad para el electricista operador.</p> <p>Revisar obra civil general, para verificar las condiciones de seguridad y asentar observaciones en el reporte de inspección a cables.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Operación de pértiga Escopeta. 2. Extracción de codo inserto. <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Colóquese el equipo de seguridad completo. <ol style="list-style-type: none"> a) Abra las tenazas de la pértiga, enganche el punto de jalado cierre la pinza. b) Aplique el seguro. c) Apoyado firmemente realice un tirón firme y extraiga el codo, colóquelo en soporte. d) Abra el seguro y abra la mordaza. 3. Con un detector de tensión inductivo, compruebe que el codo quedo sin energía. 4. Realice las correcciones por las cuales abrió la línea. 5. Realiza la prueba de aislamiento al conductor por 5 minutos. Según procedimiento de prueba a cables de energía. 			
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-19	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPO ELÉCTRICO				
PROCEDIMIENTO A CABLE DE ENERGÍA EN 23 kV				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
Electricista en tensión media		<p style="text-align: right;">2-2</p> 6. Inserción de codo inserto. 6.1. Colóquese el equipo de seguridad completo. a) Abra las tenazas de la pértiga, enganche el punto de jalado, cierre la pinza. b) Aplique el seguro. c) Verifique que el codo tenga suficiente lubricante. d) Apoyado firmemente realice el empuje e inserte el codo, asegure su conexión con la liga de color en su sitio. e) Abra el seguro y abra la mordaza. f) Retire la tarima aislante. <p style="text-align: center;">FIN DE PROCEDIMIENTO</p>		
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-20	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPO ELÉCTRICO				
PROCEDIMIENTO DE POTENCIAL APLICADO A CABLES DE TENSIÓN MEDIA				
RESPONSABLE	ACTIVIDAD			
<p>Ingeniero responsable</p> <p>Valor mínimo requerido</p> <p>$R = K \log (D/d)$</p> <p>Donde: $k= 50,000$, $D=$ Diámetro exterior, $d=$ diámetro del cobre.</p> <p>Ingeniero de pruebas</p>	<p style="text-align: right;">1-2</p> <p>1. Medición de la resistencia de aislamiento.</p> <p>1.1. Pruebas a cables en operación.</p> <p>1.2. Realizar procedimiento de apertura de cable de energía en ambos extremos del conductor a probar.</p> <p>1.3. Todos los accesorios (codos, empalmes) deberán estar colocados.</p> <p style="margin-left: 40px;">a) Colocar la terminal + en la punta del codo. b) Colocar la terminal – en la trenza de tierra. c) Realizar la lectura de tensión por 5 minutos a 5000 Vcd. d) Anotar los valores obtenidos en el formato correspondiente.</p> <p>2. Aplicación de hig pot.</p> <p>2.1. Tensión de prueba para 23 kV aplicar 30kV por 5 minutos.</p> <p style="margin-left: 40px;">a) Coloque el cable de alta tensión en la punta del cable a probar. b) Coloque el cable de retorno en pantalla de tierra. c) Energice el equipo, lentamente suba la tensión hasta la tensión de prueba. d) Mantenga la tensión de prueba por 5 minutos y registre los valores de fuga de corriente durante cada minuto.</p>			
Agosto 2009				

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-20	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPO ELÉCTRICO				
PROCEDIMIENTO DE POTENCIAL APLICADO A CABLES DE TENSIÓN MEDIA				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
Ingeniero de pruebas		<p style="text-align: right;">2-2</p> e) Al terminar reduzca lentamente la tensión hasta cero, cuide la aguja del medidor de corriente. f) Apague el equipo. g) Retire los cables de prueba, limpie el área.		
Ayudantes		2.2. Proceda a la conexión del cable de acuerdo al procedimiento de cierre de cable de energía Limpieza general del área, acomodo de la herramienta y cierre de tapas.		
<p style="text-align: center;">FIN DE PROCEDIMIENTO</p>				
Agosto 2009				


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
	M-21	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPO ELÉCTRICO		
PROCEDIMIENTO DE FILTRADO AL ACEITE AISLANTE DE TRANSFORMADORES		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
Ingeniero responsable.	<div style="text-align: right;">1-2</div> <p>La maquina presenta el siguiente diagrama de Bloques:</p>  <p style="text-align: center;">PROCEDIMIENTO DE FILTRADO</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Montaje de las mangueras de succión y descarga . 2. Prueba de rigidez dieléctrica al inicio del ciclo. 3. Arranque de la centrifugadora, para realizar la separación de sedimentos contenidos dentro del aceite aislante. 4. Arranque de deshidratadora, Se eleva la temperatura del aceite a 30- 40 °C para eliminar la humedad que pudiese contener el aceite. 5. Centrifuga: Por centrifugación se eliminan las partículas de sedimentos y residuos que no fuesen separados por proceso. 6. Filtro prensa: por filtración se eliminan las partículas de sedimentos y residuos que no fuesen separados por los procesos previos. 	
Agosto 2009		

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO
		M-21
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPO ELÉCTRICO		
PROCEDIMIENTO DE FILTRADO AL ACEITE AISLANTE DE TRANSFORMADORES		
RESPONSABLE	ACTIVIDAD	
	<p style="text-align: right;">2-2</p> <p>7. Retorno del aceite al transformador por el respirador.</p> <p>8. La maquina realiza la operación de filtrado de 1000 litros por hora, a baja presión.</p> <p>Prueba de rigidez dieléctrica al final del ciclo, el valor mínimo garantizado son 40 kV de ruptura.</p> <p>CONDICIONES DE SEGURIDAD</p> <p>1. El ciclo de operación es cerrado, las líneas de succión, el equipo y la línea de descarga se encuentran llenas con aceite nuevo. Aproximadamente 75 L.</p> <p>2. Al iniciar el ciclo, el nivel de Aceite en el transformador se mantiene igual.</p> <p>3. Los Indicadores de nivel del transformador se encuentran en su posición media lo que equivale a 100 – 120 litros de aceite.</p> <p>4. De las terminales interiores del transformador a la parte media del indicador, se tiene mínimo 100 litros cubriendo las mismas.</p> <p>5. Durante el proceso, las terminales de alta o baja tensión no quedan desprotegidas, PORQUE NO SE BAJA EL NIVEL DE ACEITE DENTRO DEL TRANSFORMADOR.</p> <p>6. En base a lo anterior el Proceso se realiza con equipo en operación, lo que permite la eliminación de paros innecesarios durante este proceso.</p> <p style="text-align: center;">FIN DE PROCEDIMIENTO</p>	
Agosto 2009		

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO		
		M-22		
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPO ELÉCTRICO				
PROCEDIMIENTO DE MANIOBRA PARA SUBESTACIONES DE 23 kV				
RESPONSABLE	ACTIVIDAD			
Ingeniero responsable	<div style="text-align: right;">1-3</div> <p>Procedimiento de apertura.</p> <p>Verifique componentes de la subestación contra el diagrama unifilar.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Apertura de carga de los circuitos derivados. 2. Apertura de interruptor general. 3. Verificar que el Interruptor de enlace permanezca abierto y quede bloqueado. 4. Apertura del circuito de control del tablero Metalclad. 5. Apertura de cuchillas. 6. Apertura de transformador de servicios. 7. Apertura de cuchillas en medición. 8. Apertura de transferencia automática y bloqueo de control. 9. Apertura de cortacircuitos. 10. Desconecte las terminales de salida del banco de baterías. <p>Procedimiento de puesta a tierra.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Verifique con detector inductivo que no exista tensión en las líneas y acometidas de la empresa LyFC. 2. Coloque los puentes de tierra en las terminales de llegada de la acometida eléctrica. 3. Proceda a aterrizar los componentes de la subestación. 4. Extraiga los interruptores de sus respectivas silletas. 			
Agosto 2009				

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	MANUAL DE PROCEDIMIENTO		
	M-22			
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPO ELÉCTRICO				
PROCEDIMIENTO DE MANIOBRA PARA SUBESTACIONES DE 23 kV				
RESPONSABLE	ACTIVIDAD			
	2-3			
	<p>Procedimiento de mantenimiento.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. En Los puntos de unión y terminales de conexión. 2. En puntos de unión abra los elementos, aplique grasa conductiva (PENETROX) . 3. Realice le verificación de torque en todos los componentes de la subestación. 4. Verifique apriete de terminales y tablillas de control de todas las secciones del Tablero. <p>Protocolo de pruebas, aplican:</p> <p style="padding-left: 40px;"> PROTOCOLO DE PRUEBAS TABLERO DE TENSIÓN MEDIA. PROTOCOLO DE PRUEBAS DE INTERRUPTOR DE POTENCIA. PROTOCOLO DE PRUEBAS CUCHILLAS. PROTOCOLO DE PRUEBAS RELEVADORES. PROTOCOLO DE PRUEBAS CABLES DE ENERGÍA. </p> <p>Procedimiento de cierre de la subestación</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Revisión de herramienta completa, inspección en tableros 2. Cierre de tapas y cubiertas. 3. Retiro de puentes de tierra. 4. Energice banco de baterías. 5. Coloque interruptores en sus silletas compruebe la inserción correcta, pruebe cierre y apertura de cada uno. 6. Habilite control de la transferencia automática. 7. Cierre cortacircuitos. 8. Cierre cuchilla de equipo de medición de LyFC. 			
Agosto 2009				

/

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		MANUAL DE PROCEDIMIENTO	
			M-22	
MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES Y EQUIPO ELÉCTRICO				
PROCEDIMIENTO DE MANIOBRA PARA SUBESTACIONES DE 23 kV				
RESPONSABLE		ACTIVIDAD		
		<p style="text-align: right;">3-3</p> <p>9. En coordinación con el personal de LyFC cierre la alimentación de las acometidas.</p> <p>10. Compruebe la operación de la transferencia automática.</p> <p>11. verifique presencia de tensión en las tres fases con un detector inductivo.</p> <p>12. Proceda al cierre del transformador de servicios.</p> <p>13. Compruebe que el interruptor de enlace se encuentre abierto y bloqueado.</p> <p>14. Cierre interruptor principal, verifique datos generales en equipo de medición y protección.</p> <p>15. Cierre circuitos derivados.</p> <p>Realizar limpieza general de pasillos terminado el servicio de mantenimiento.</p> <p style="text-align: center;">FIN DE PROCEDIMIENTO</p>		
Agosto 2009				



CONCLUSIONES



CONCLUSIONES





Al realizar la investigación del presente trabajo y analizar el mantenimiento a las instalaciones nos percatamos de que no se realiza de manera sistemática y normalizada, ya que el mantenimiento es una actividad no solo necesaria, sino que además, como en el caso de Ciudad Universitaria puede llegar a ser motivo de estrategias como lo son la económica y de seguridad.

La estrategia económica está a la vista, puesto que un sistema sin mantenimiento, paga costosas reparaciones, que no están previstas en el ejercicio presupuestal, por otro lado con un Programa de Mantenimiento, las fallas son detectadas desde su inicio (cuyo origen puede ser por diferentes causas), a partir de las pruebas calendarizadas de los equipos y con ello programar la salida de los mismos incluso programar el cambio del equipo con antelación, ya sea por desperfecto derivado del uso del equipo o por requerirse alguna modificación en el diseño del sistema, detectada a partir de las actividades del mantenimiento para corregir y evitar fallas antes de que tenga un impacto importante en las subestaciones eléctricas de la UNAM y por consecuencia en las actividades del Campus.

Por otro lado sabemos que de la energía eléctrica dependen muchas de las actividades cotidianas del Campus Universitario, como son las administrativas, los laboratorios y clínicas tanto de docencia como de investigación; es difícil imaginar Institutos sin energía eléctrica para el desarrollo de sus investigaciones y podría resultar imposible salvaguardar las instalaciones Universitarias volviéndola vulnerable, de ahí la importancia de la continuidad y calidad de la energía.

También se ha podido constatar que no sólo es programar y dar mantenimiento, si no se debe tener una metodología para desarrollarse adecuadamente, la cual debe ser soportada a partir de normas, ya sean nacionales o internacionales e incluso internas. Estas normas dan parámetros de seguridad de las personas al realizar las actividades de mantenimiento, de condiciones bajo las cuales deben operar los equipos para que éstos cumplan su finalidad y también de condiciones ecológicas que se deben observar como compromiso para con el medio ambiente en el cual vivimos.



Por otra parte, la intención de elaborar un Manual de Manteniendo general, para las subestaciones y redes de 23 kV, es la de contar con una guía técnica para desarrollar adecuadamente los trabajos de supervisión y mantenimiento de las instalaciones eléctricas Universitarias, que cubra con los aspectos normativos, donde se considera también, la forma de llevar a cabo las mediciones históricas del funcionamiento de los equipos.

Para llevar a cabo las actividades de mantenimiento es necesario un programa de capacitación continua para todo el personal relacionado con los trabajos.

A continuación se proporciona la Tabla C1, en donde quedan establecidos los equipos y los resultados esperados para un buen funcionamiento de cada uno de ellos, así como el calendario de mantenimiento propuesto en la tabla C2.

Finalmente la Figura C3, muestra el diagrama unifilar propuesto de una subestación de distribución en 23 kV para el Campus Universitario y la figura C4 muestra un plano de distribución del Campus Universitario.



CONCLUSIONES



PRUEBA	EQUIPO	ELEMENTO A PROBAR	POSICIÓN	TENSION DE OPERACIÓN	TIEMPO DE PRUEBA	TENSION DE PRUEBA	VALORES ACEPTABLES	
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	ROTATORIO	AISLAMIENTO A DEVANADOS		HASTA 600	10 MIN	1000	IA > 1.4	
				601-5000		2500	IP > 3.0	
				> 5000		5000		
	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION	AISLAMIENTO A DEVANADOS		HASTA 600	10 MIN	1000	CV	
				601-5000		2500	RA = -----	
				> 5000		5000	(KVA) ^{1/2}	
		RA: Valor mínimo recomendado para la resistencia de aislamiento durante un minuto						
		C: Constante						
		V: Tensión de fase a fase para devanados conectados en delta y tensión de fase a neutro para devanados conectados en estrella.						
		KVA : Rango del transformador en kVA						
		Valores de C @ 20° para transformadores a 60 Hz:						
	En aceite C = 1.5							
	Tipo Seco C = 30							
	INTERRUPTORES DE POTENCIA	AISLAMIENTO	CERRADO - ABIERTO	HASTA 600	1 minuto	1000	250 megaohms / kv	
				601-5000		2500	300 megaohms / kv	
> 5000				5000				
TRANSFORMADOR MEDICION Y CONTROL		AISLAMIENTO A DEVANADOS		HASTA 600	1 minuto	1000	30 megaohms / kv @ 20°C	
				601-5000		2500		
				> 5000		5000		
CABLE ENERGÍA 5-34.5 KV		AISLAMIENTO	DESCONECTADO	TODOS	10 MINUTOS	5000	45 megaohms / kv	
CABLES EN BAJA TENSION < 1KV		AISLAMIENTO	DESCONECTADO	HASTA 600	1 MINUTO	1000	26 megaohms / kv	
BUSES EN TABLEROS		AISLAMIENTO		HASTA 600	1 MINUTO	1000	45 megaohms / kv	
				601-5000		2500		
	> 5000			5000				
APARTARRAYOS	AISLAMIENTO	AUTOVALVULAR OXIDO NITROSO		1 MINUTO	5000	45 megaohms / kv 60 megaohms / kv		
CUCHILLAS	AISLAMIENTO		TODOS	1 MINUTO	5000	45 megaohms / kv		
CAPACITORES	AISLAMIENTO	ABIERTO	TODOS	1 MINUTO	2500	30 megaohms / kv @ 20°C		
FACTOR DE POTENCIA	ROTATORIO	AISLAMIENTO DEVANADOS		≥ 4.16 KV		TENSION FASE A TIERRA	≤ 6%	
	TRANSFORMADOR POTENCIA	AISLAMIENTO DEVANADOS		≥ 4.16 KV		≥ 2500 Vac	≤ 0.5 %	
	APARTARRAYOS	AISLAMIENTO		TODOS		≥ 2500 Vac	≤ 0.5 % O SIMILAR	
	BOQUILLAS	AISLAMIENTO	MONTADAS O SOLAS	≥ 34.5 KV	COLLAR CALIENTE	≥ 2500 Vac	≤ 0.5 %	
	ACEITE AISLANTE	MUESTRA		TODOS		≥ 2500 Vac	≤ 0.5 % @ 20°C	

Continúa tabla...



CONCLUSIONES



PRUEBA	EQUIPO	ELEMENTO A PROBAR	POSICIÓN	TENSION DE OPERACIÓN	TIEMPO DE PRUEBA	TENSION DE PRUEBA (Vcd)	VALORES ACEPTABLES
RESISTENCIA OHMICA	TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION	DEVANADOS	ALTA - BAJA TENSION	TODOS			? 0.2 % ENTRE LECTURAS DE FASE
	INTERRUPTOR DE POTENCIA	CONTACTOS CERRADOS		TODOS			Valor de la formula (180000/In del interruptor) ? MICRO OHMS
	ROTATORIO	DEVANADOS		TODOS			? 0.2 % ENTRE LECTURAS DE FASE
POTENCIAL APLICADO HIG POT	TABLERO - INTERRUPTOR	AISLAMIENTO	*5 min para llegar a tension de prueba	5 KV	1 MIN	20.2 KV	CORRIENTE DE FUGA ESTABLE O TIENDE A DECRECER
				23 KV	1 MIN	40 KV	
	CABLE ENERGIA	AISLAMIENTO 100%		5 KV	*5 MIN	25 KV	
				23 KV	*5 MIN	55 KV	
RELACION DE TRANSFORMACION	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION	DEVANADOS	DESCONECTADOS	TODOS	COMPARACION	10 VCA	0.2% DE DIFERENCIA CONTRA EL TEORICO
SIMULTANEIDAD Y TIEMPO	INTERRUPTOR	CONTACTOS	CIERRE - APERTURA	> 6KV	COMPARACION		1/2 CICLO DE DIFERENCIA
PUNTOS CALIENTES	TABLEROS	TODA CONEXIÓN	CON CARGA	TODOS	15 SEG PARA ESTABILIZAR LECTURA		DIFERENCIA DE TEMPERATURA ENTRE FASES NO MAYOR AL 10%
	CONDUCTORES	EMPALMES Y TERMINALES	CON CARGA	TODOS			
RIGIDEZ DIELECTRICA EN CAMPO	Promedio de 5 pruebas a la misma muestra	ACEITE MINERAL	CON CARGA	? 69 Kv	ASTM-D877 3KV/seg	20°C	? 30 KV
		ACEITE VEGETAL	CON CARGA				? 40 KV

Tabla C1 Valores esperados para un buen funcionamiento de los equipo a probar⁸⁶.

⁸⁶NRF-048- PEMEX- 2007 / CFE-SOME-2005



CONCLUSIONES



DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO				
Intervalos de Mantenimiento por equipo				
Equipo	Actividad	Intervalo		
Subestaciones	Aislamiento	Escaneo Infrarojo	Anualmente	
		Pruebas de operación	Anualmente	
		Inspección de los contactos	Anualmente	
Interruptor tipo seco voltaje medio	Tierras	Inspección Visual	Anualmente	
		Aislamiento	Anualmente	
	Contactos	Inspección Visual y limpieza	Anualmente	
	Contactos	Inspección Visual y limpieza	Anualmente	
	Mecanismos de Operación	Ajuste	Anualmente	
	Circuitos con dispositivos móviles	Inspección Visual	Anualmente	
	Interruptores de arco	Verificación de funcionamiento	Anualmente	
Interruptor tipo seco voltaje bajo	Interruptores de arco	Inspección Visual y limpieza	Anualmente	
		Inspección Visual y limpieza	Anualmente	
		Ajuste	Anualmente	
Interruptor en vacío	Interruptores de arco	Verificación de la operación del mecanismo de aire	Anualmente	
		Verificación de los contactos	Anualmente	
Cables subterráneos Transformadores	Aceite	Pruebas dieléctricas	Anualmente	
		Nivel	Anualmente	
	Sumergidos en aceite	Análisis dieléctrico del aceite	Anualmente	
		Tipo seco	Inspección Visual	Anualmente
	Sumergidos en aceite	Lecturas de voltaje y corriente	Mensualmente	
		Lectura de temperatura	Mensualmente	
		Verificación de niveles	Mensualmente	
		Lectura de presión	Mensualmente	
		Inspección visual general	De 4 a 6 meses	
		Detección de efecto corona	De 4 a 6 meses	
Inspección visual de conexiones		De 4 a 6 meses		
Inspección visual		De 4 a 6 meses		
Pruebas de seguridad	De 1 a 3 meses			
Pruebas a conexiones for tightness	De 1 a 2 años			
Apartarrayos	Estado sólido	Limpieza, calibración pruebas de funcionamiento	De 1 a 2 años	
		Tierras	Pruebas eléctricas	Cada 3 años
	Contactos	Pruebas eléctricas	Cada 3 años	
		Pruebas eléctricas	Cada 3 años	
		Pruebas eléctricas	Cada 3 años	
		Pruebas eléctricas	Cada 3 años	
		Pruebas eléctricas	Cada 3 años	
		Pruebas eléctricas	Cada 3 años	
		pruebas de vacío	Cada 3 años	
		pruebas eléctricas	Cada 3 años	
Interruptores de aceite	Interruptores de arco	Inspección general y pruebas	Cada 3 años	
		Inspección Visual y limpieza	Cada 3 años	
		Pruebas de resistencia	Cada 3 años	
	Contactos	Inspección Visual	Cada 3 años	
		Electromecánico	Limpieza, calibración pruebas de funcionamiento	Cada 3 años
		Tipo seco	Limpieza, inspección y pruebas	Cada 2 años
		Sumergidos en aceite	Prueba de aislamiento	Cada 5 años
Tipo seco	Pruebas eléctricas	Cada 3 años		
	Verificación de conexiones	Cada 3 años		
Tipo seco	Pruebas eléctricas	De 1 a 3 años		

Tabla C2 Calendario de mantenimiento propuesto



DIAGRAMA UNIFILAR DE PROPUESTA DE SUBESTACIÓN EN 23KV PARA EL
PLANO DE DISTRIBUCIÓN DEL CIRCUITO UNIVERSITARIO

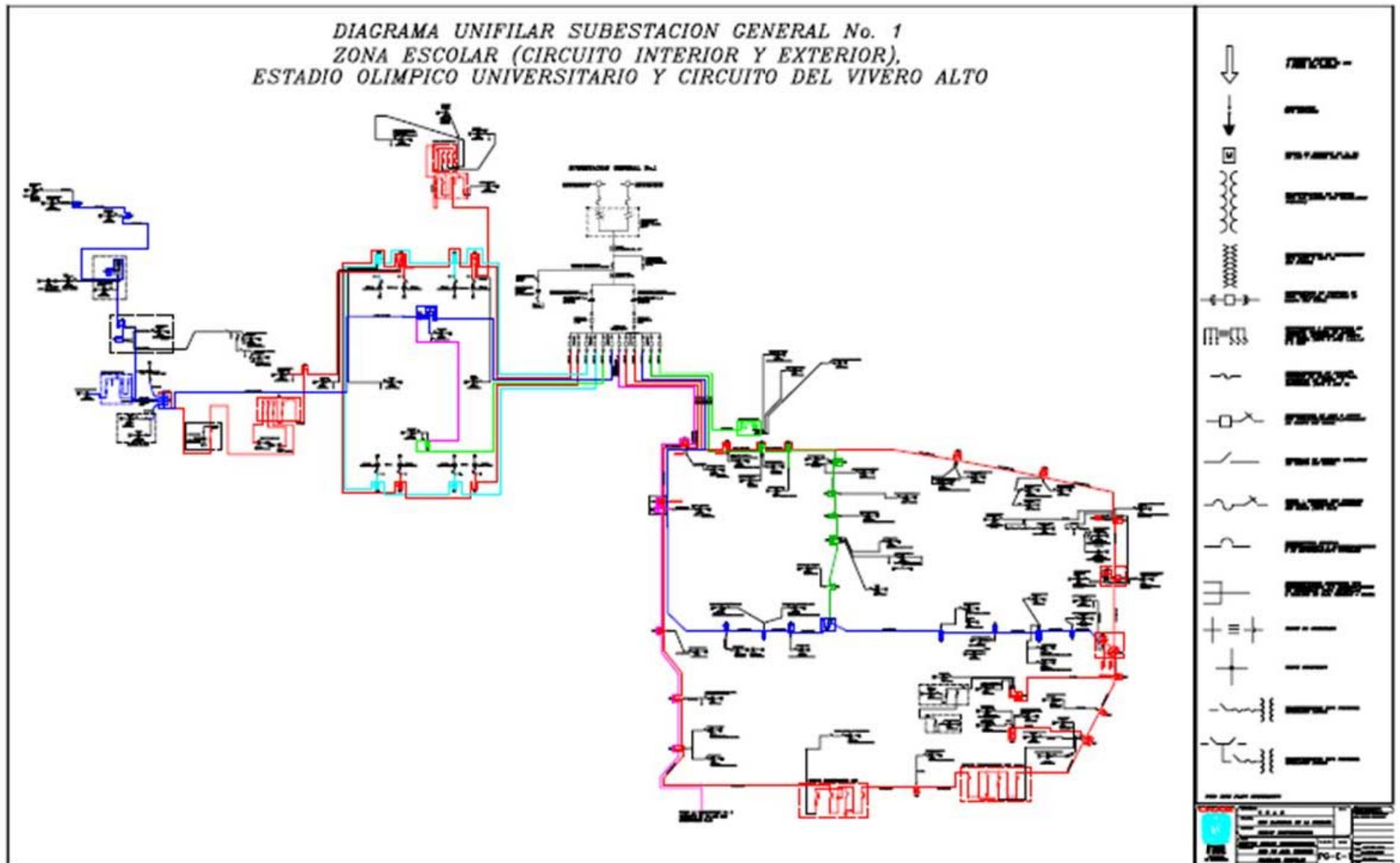


Figura C4 Plano circuito de distribución de Ciudad Universitaria

**ANEXOS**

No.	Nombre del Formato	Formato
1	Autorización de mantenimiento	F-1
2	Determinación de riesgos y acciones preventivas	F-2
3	Verificación de condiciones de seguridad	F-3
4	Gráfica de mantenimiento y pruebas	F-4
5	Prueba de resistencia de aislamiento a transformador	F-5
6	Prueba de relación de transformación a transformadores	F-6
7	Prueba de factor de potencia para transformador	F-7
8	Prueba de resistencia óhmica para transformador	F-8
9	Cadena de custodia externa, "Muestra de aceite del transformador"	F-9
10	Protocolo de pruebas a interruptor de potencia	F-10
11	Protocolo de pruebas a T.C.	F-11
12	Protocolo de pruebas a T.P.	F-12
13	Reporte de mediciones de resistencia de red de tierra	F-13
14	Reporte de inspección de cables subterráneos	F-14

ANEXOS

**FORMATO F-2 DETERMINACIÓN DE RIESGOS Y ACCIONES PREVENTIVAS
ANVERSO**



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
Departamento de Mantenimiento
Determinación de Riesgos y Acciones Preventivas

Nombre de la Subestación:

Fecha:

NOMBRE	DESCRIPCIÓN	RIESGO		ACCIÓN PREVENTIVA EN CASO DE RESPUESTA AFIRMATIVA
		SI	NO	
Golpeado contra	Partes metálicas			<ul style="list-style-type: none"> • Botiquín de primeros auxilios. • Ropa de protección.
	Trabes y Losas:			
Golpeado por	Puertas			<ul style="list-style-type: none"> • Botiquín de primeros auxilios. • Ropa de protección. • Casco dieléctrico.
	Herramientas			
	Herrajes			
	Objetos Metálicos y/o cerámicos			
Caída del mismo nivel	Caminando o parado			<ul style="list-style-type: none"> • Calzado dieléctrico. • Botiquín de primeros auxilios.
Caída a diferente nivel	Caminando, parado o Caída de alturas			<ul style="list-style-type: none"> • Botiquín de primeros auxilios. • Ropa de protección. • Calzado dieléctrico. • Teléfonos de Emergencia. • Mapas de ubicación de Hospitales cercanos. • Ubicación de las salidas del campus más cercanas las cuales deberán permanecer cerradas pero sin candados.
Atrapado entre	Un objeto móvil			<ul style="list-style-type: none"> • Botiquín de primeros auxilios. • Ropa de protección. • Calzado dieléctrico. • Teléfonos de Emergencia. • Regla de la segunda persona.
	Un objeto móvil y otro objeto fijo			
	Dos objetos móviles			
Atrapado en	Lugares cerrados			<ul style="list-style-type: none"> • Ropa de protección. • Calzado dieléctrico. • Radio de Comunicación. • Colocación de cintas, banderolas o estandartes de color amarillo con indicación de "Personas Laborando". • Regla de la segunda persona la cual deberá estar fuera de las instalaciones.
	Lugares abiertos			
Contacto con objetos peligrosos	Electricidad			<ul style="list-style-type: none"> • Ropa de protección. • Calzado dieléctrico. • Guantes dieléctricos. • Casco dieléctrico. • Teléfonos de Emergencia. • Botiquín de primeros auxilios. • Mapas de ubicación de Hospitales cercanos. • Ubicación de las salidas del campus más cercanas las cuales deberán permanecer cerradas pero sin candados. • Contar por lo menos con una persona capacitada en técnicas de reanimación cardiopulmonar (RCP). • Contar con pértigas, tablas y/o cintas de cuero.
	Partes con bordes filosos			<ul style="list-style-type: none"> • Ropa de Protección • Calzado dieléctrico. • Guantes dieléctricos. • Casco dieléctrico. • Botiquín de primeros auxilios.
Exposición a agentes químicos	Humos Vapores Gases Polvos Otros			<ul style="list-style-type: none"> • Identificación de las salidas. • Ropa de protección. • Calzado dieléctrico. • Guantes dieléctricos. • Casco dieléctrico. • Botiquín de primeros auxilios. • Teléfonos de Emergencia. • Regla de la segunda persona. • Ventilación previa al ingreso de instalaciones cerradas (10min).
Exposición a agentes biológicos	Microorganismos			<ul style="list-style-type: none"> • Ventilación previa al ingreso de instalaciones cerradas (10 min). • Ropa de protección. • Calzado dieléctrico.
	Fauna nociva			<ul style="list-style-type: none"> • Ventilación previa al ingreso de instalaciones cerradas (10min). • Ropa de protección. • Calzado dieléctrico. • Fumigación. • Teléfonos de Emergencia.

ANVERSO

F-2 Nota: En caso de detectar algún otro riesgo anotarlos en la parte posterior de este formato y su posible acción preventiva

FORMATO F-2 DETERMINACIÓN DE RIESGOS Y ACCIONES PREVENTIVAS
REVERSO



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO
Departamento de Mantenimiento
Determinación de Riesgos y Acciones Preventivas

Nombre y Firma del Ing. _____

Nombre y firma de enterado de los trabajadores que realizan las actividades de mantenimiento

Observaciones:

Reverso

F-2 Nota: En caso de detectar algún otro riesgo anotarlos en la parte posterior de este formato y su posible acción preventiva

FORMATO F-2 DETERMINACIÓN DE RIESGOS Y ACCIONES PREVENTIVAS
INSTRUCTIVO DE LLENADO



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO
Departamento de Mantenimiento
Determinación de Riesgos y Acciones Preventivas

Llenado de la forma F-2, Determinación de Riesgos y Acciones Preventivas

1. Escribir el nombre de la subestación o lugar donde se desarrolle el mantenimiento.
2. Fecha del levantamiento, debe ser la misma de inicio de las actividades.
3. Descripción del tipo de riesgo.
4. Descripción específica del riesgo.
5. Marcar con una X, por tipo de riesgo si el personal tiene probabilidad de sufrir alguno de estos durante la actividad de mantenimiento.
6. Tipos de prevención a las que estarán sujetos el personal que realice el mantenimiento en caso de marcar la casilla afirmativa.
7. Nombre y firma del Ingeniero responsable de los trabajos.
8. Nombre y firma de los trabajadores que realizan las actividades de mantenimiento.

ANEXOS


FORMATO F-3 VERIFICACIÓN DE CONDICIONES DE SEGURIDAD ANVERSO



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO
Departamento de Mantenimiento
Verificación de Condiciones de Seguridad

Nombre de la Subestación: _____

Fecha: _____

DESCRIPCIÓN	RIESGO		ACCIÓN A REALIZAR EN CASO DE RESPUESTA NEGATIVA
	SI	NO	
¿Candado presente y en buen estado?			<ul style="list-style-type: none"> • Instalar candados, marcando las piezas candado-llave por medio de etiquetas, pintura o cualquier otro método que asegure su unicidad y diferencia entre los demás juegos. • Aceitar candado o cambio del mismo.
¿Candado con llave marcados idénticamente?			<ul style="list-style-type: none"> • Marcado de las piezas por medio de etiquetas, pintura o cualquier otro método que asegure su unicidad y diferencia entre los demás juegos.
¿La entrada de la subestación tiene instalados letreros de seguridad?			<ul style="list-style-type: none"> • Instalar letrero en lugar visible. 
¿La subestación cuenta con extintores para fuego eléctrico?			<ul style="list-style-type: none"> • Colocar extintores en el sitio.
¿Se encuentran materiales almacenados dentro de la subestación?			<ul style="list-style-type: none"> • Retirar materiales almacenados.
¿Las instalaciones se encuentran con demasiado polvo?			<ul style="list-style-type: none"> • Realizar limpieza general de las instalaciones durante el mantenimiento.
¿Los equipos se encuentran debidamente identificados por medio de placas o letreros?			<ul style="list-style-type: none"> • Identificar los equipos por medio de placas de datos que contengan sus características eléctricas.
¿Los transformadores cuentan con un expediente de funcionamiento? (incluye mantenimientos, pruebas, etc)			<ul style="list-style-type: none"> • Abrir un expediente de funcionamiento, registrando las pruebas y tipo de mantenimiento realizado.
¿La subestación se encuentra libre de humedad?			<ul style="list-style-type: none"> • Ventilar.
¿Las instalaciones civiles en general están en buen estado?			<ul style="list-style-type: none"> • Solicitar o realizar de ser posible mantenimiento civil a muros, techumbre, puertas, enrejados, etc.

Nombre y firma del Ing. _____

FORMATO F-3 VERIFICACIÓN DE CONDICIONES DE SEGURIDAD
INSTRUCTIVO DE LLENADO



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO
Departamento de Mantenimiento
Verificación de Condiciones de Seguridad

Llenado de la forma F-3, Verificación de Condiciones de Seguridad

1. Escribir el nombre de la subestación o lugar donde se desarrolle el mantenimiento.
2. Fecha del levantamiento, debe ser la misma de inicio de las actividades.
3. Descripción del tipo de riesgo.
4. Marcar con una X la situación de las instalaciones, de acuerdo a la pregunta realizada.
5. Tipos de acción en caso de respuesta negativa.
6. Nombre y firma del Ingeniero responsable de los trabajos.

FORMATO F-4 GRÁFICA DE MANTENIMIENTO Y PRUEBAS
ANVERSO

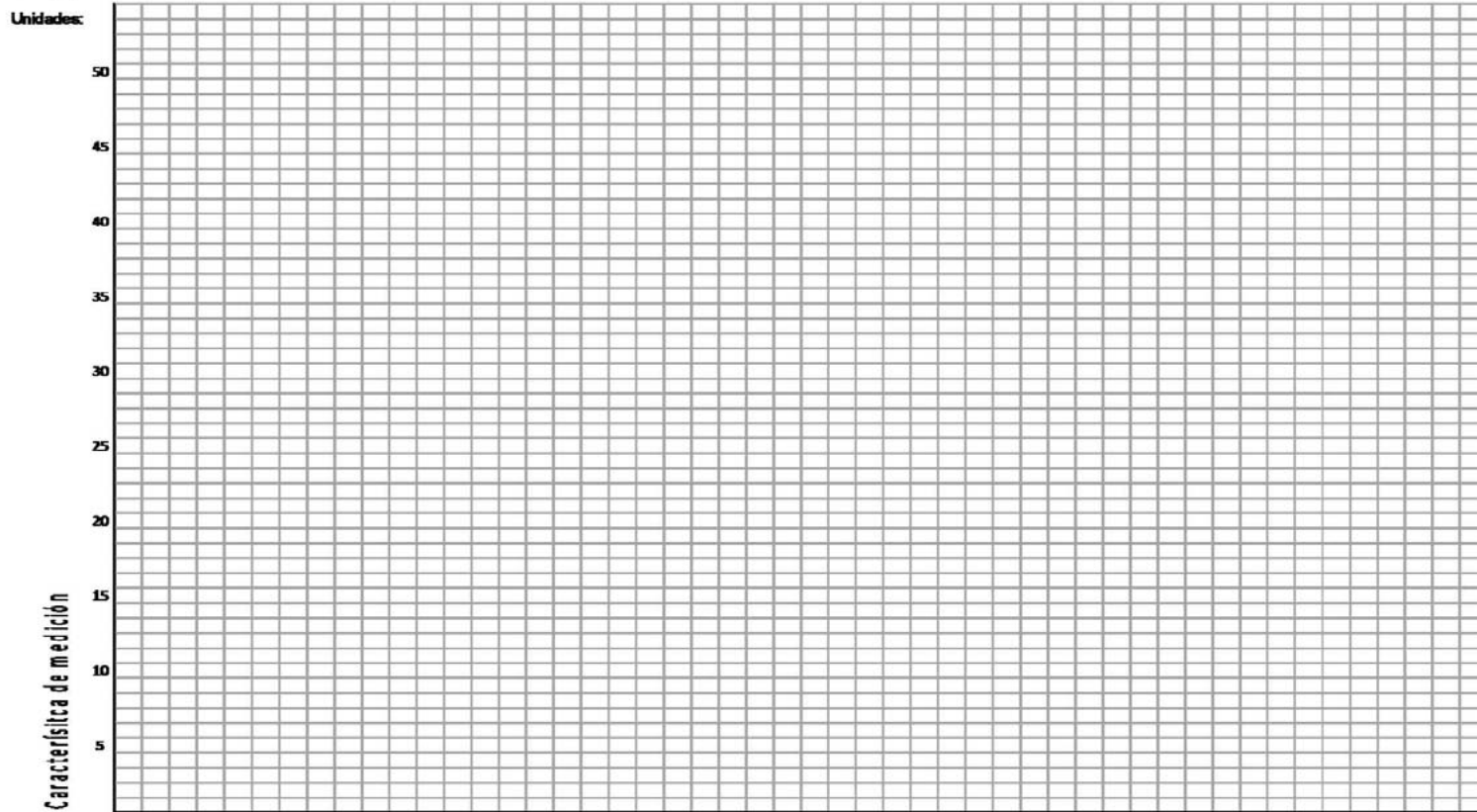


UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO
Departamento de Mantenimiento
Gráfica de mantenimiento y pruebas

Nombre o descripción del equipo:

Situado en:

Unidades:



Anverso

F-4

Nota: En la parte posterior anotar fecha de registro, el folio de la forma que se registra y nombre y firma de la persona que asienta el registro.

ANEXOS

FORMATO F-4 GRÁFICA DE MANTENIMIENTO Y PRUEBAS REVERSO



Reverso

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO
Departamento de Mantenimiento
Gráfica de mantenimiento y pruebas

Fecha de registro	Folio de la forma	Nombre y firma	Fecha de registro	Folio de la forma	Nombre y firma

F-4 Nota: En la parte posterior anotar fecha de registro, el folio de la forma que se registra y nombre y firma de la persona que asienta el registro.

FORMATO F-4 GRÁFICA DE MANTEIMIENTO Y PRUEBAS
INSTRUCTIVO DE LLENADO




UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
Departamento de Mantenimiento
Gráfica de mantenimiento y pruebas

Llenado de la forma F-4, Gráficas de mantenimiento y pruebas


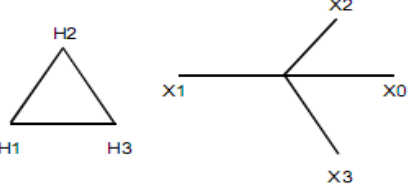
1. Escribir el nombre o descripción o siglas que deben ser únicas por cada equipo.
2. Especificar el sitio donde se encuentra instalado.
3. Anotar la característica a medir (Volts, Resistencia, Corriente, ect.).
4. Anotar las unidades de medición, (mA, mV, MOhms).
5. Anotar la fecha en la cual se hace el registro, ejemplo 12-enero-2009:

1
2
0
1
0
9
6. Colocar de forma aproximada un punto dentro de la casilla que corresponda al valor leído.
7. Anotar la fecha en que se hace el registro.
8. Anotar el folio de la forma que se registra con la finalidad de no repetir registros.
9. Anotar nombre y firma de la persona que realiza el registro.

FORMATO F-5 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A TRANSFORMADOR


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO										
	PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A TRANSFORMADOR										
PROYECTO :											
MARCA: EQUIPO: TRANSFORMADOR VOLTAJE: CONEXIÓN:			SERIE: FRECUENCIA: ENFRIAMIENTO: IMPEDANCIA: TEMP. ACEITE:			TEMP. AMB. : % H.R. CAPACIDAD: BAHIA: FECHA:					
TEMPERATURA											
PARTE PROBADA		ALTA vs. BAJA			ALTA vs. BAJA + TIERRA			BAJA vs. ALTA + TIERRA			
VOLTAJE DE PRUEBA											
CONEXIONES DE PRUEBA	LINEA		ALTA		LINEA		ALTA		LINEA		BAJA
	GUARDA				GUARDA				GUARDA		
	TIERRA		BAJA		TIERRA		BAJA + T		TIERRA		ALTA + T
	LECTURA	K	GIGAOHMS		LECTURA	K	GIGAOHMS		LECTURA	K	GIGAOHMS
15 SEG.											
30 SEG.											
45 SEG.											
1 MIN.											
2 MIN.											
3 MIN.											
4 MIN.											
5 MIN.											
6 MIN.											
7 MIN.											
8 MIN.											
9 MIN.											
10 MIN.											
REL. 1 / 1/2											
REL. 10 / 1											
TEMPERATURA OBTENIDA CON:											
OBSERVACIONES:											
REALIZO:			SUPERVISO:			REVISO:			ATESTIGUO:		

FORMATO F-6 RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN A TRANSFORMADORES

		UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN A TRANSFORMADORES						
PROYECTO:								
COMPAÑÍA:						HOJA:	DE:	
SUBESTACIÓN:		VOLTAJE B.T.:		TIPO:		FECHA:		
TRANSFORMADOR No.:		SERIE:						
MARCA:		TEMP. ACEITE:		CONEXIÓN:				
POTENCIA:		TAP DE OPERACIÓN:		IMPEDANCIA:				
VOLTAJE A.T.:		CORR. A.T.:		CORR. B.T.:		FRECUENCIA:		
TEMPERATURA AMBIENTE:		HUMEDAD:		AÑO DE FABRICACIÓN:				
LITROS DE ACEITE:		PESO TOTAL:						
TAP	VOLTAJE KV	RELACIÓN TEORICA	FASE 1		FASE 2		FASE 3	
			HIH3-X0X1		H1H2-X0X2		H2H3-X0X3	
			VALOR MEDIDO	% DIF.	VALOR MEDIDO	% DIF.	VALOR MEDIDO	% DIF.
1								
2								
3								
4								
5								
DIAGRAMA VECTORIAL 				RELACION TEÓRICA - RELACIÓN MEDIDA %DIF. = _____ x 100 < 0.2% RELACION TEÓRICA				
EQUIPO UTILIZADO:		MCA:		SERIE:		MODELO:		
NORMA APLICADA:								
NORMA REFERENCIA:								
OBSERVACIONES:								
REALIZÓ:		SUPERVISÓ:		REVISÓ:		ATESTIGUÓ:		


ANEXOS

FORMATO F-7 FACTOR DE POTENCIA PARA TRANSFORMADOR

 PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA DEL TRANSFORMADOR															
EQUIPO :		TRANSFORMADOR			FECHA:						HUM. RELATIVA:				
MARCA:					TIPO :						No DE SERIE:				
CAPACIDAD:					VOLTAJE:						TEMP. ACEITE				
TEMP. DEV.					Z%						TEMP. AMBIENTE:				
VOLTAJE DE PRUEBA:															
PRUEBA	CONEXIONES PRUEBA			MILIAMPERES			WATTS			% FACTOR DE POTENCIA		pF	RESULT.		
	A.T.	B.T.	SELECTOR	LECTURA	MULT.	mA	LECTURA	MULT.	W	MEDIDO					
1	H	X	GROUND												
2	H	X	GUARD												
3	H	X	UST												
4	X	H	GROUND												
5	X	H	GUARD												
6	X	H	UST												
NOTAS : (INDICAR BAJO QUE NORMAS Y PROCEDIMIENTOS SON REALIZADAS LAS PRUEBAS) <hr/> <hr/>															
REALIZO:				SUPERVISO:				REVISO:				ATESTIGUO:			

ANEXOS

FORMATO F-8 RESISTENCIA ÓHMICA PARA TRANSFORMADOR

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO																																																										
PROTOCOLO DE PRUEBAS PRUEBA DE RESISTENCIA OHMICA A TRANSFORMADOR																																																											
PROYECTO :																																																											
USUARIO RESPONSABLE LOCALIZACIÓN CAPACIDAD KVA RELACION COND. METEOROLOGICAS:	PROBO FECHA SERIE MARCA TEMP. AMBIENTE °C																																																										
RESULTADOS																																																											
PROBADOR RESISTENCIA OHMICA	100 VOLTAJE VCD	TEMPERATURA	° C																																																								
RESISTENCIA OHMICA																																																											
HI-H2 X0-X1 H2-H3 X0-X2 HI-H3 X0-X3																																																											
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 5%;"></th> <th style="width: 20%;">POSICIÓN</th> <th style="width: 15%;"></th> <th style="width: 15%;">DIFERENCIA %</th> <th style="width: 10%;"></th> <th style="width: 10%;"></th> <th style="width: 10%;"></th> <th style="width: 10%;"></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>H1 H3</td> <td>10,06</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>H2 H1</td> <td>10,1</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>H3 H2</td> <td>10,17</td> <td>1,0816</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>X1 XO</td> <td>2,87</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>X2 XO</td> <td>3,03</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>X3 XO</td> <td>2,87</td> <td>5,2805</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		POSICIÓN		DIFERENCIA %					1	H1 H3	10,06						2	H2 H1	10,1						3	H3 H2	10,17	1,0816					4	X1 XO	2,87						5	X2 XO	3,03						6	X3 XO	2,87	5,2805							
	POSICIÓN		DIFERENCIA %																																																								
1	H1 H3	10,06																																																									
2	H2 H1	10,1																																																									
3	H3 H2	10,17	1,0816																																																								
4	X1 XO	2,87																																																									
5	X2 XO	3,03																																																									
6	X3 XO	2,87	5,2805																																																								
$\% = \frac{(\text{mayor} - \text{menor}) * 100}{\text{mayor}} < 10\%$																																																											
Observaciones:																																																											

FORMATO F-9 CADENA DE CUSTODIA EXTERNA



MUESTRA DE ACEITE DEL TRANSFORMADOR
FORMATO: "CADENA DE CUSTODIA EXTERNA"

DEPENDENCIA: _____

DIRECCIÓN: _____ C.P. _____

TELÉFONO: _____ FECHA DE RECEPCIÓN: _____

FAX: _____

IDENTIFICACIÓN DE MUESTRAS:


EQUIPO	# DE SERIE	MARCA	RELACIÓN	CAPACIDAD	F-Q-E	BPC' s	TOGAS	JERINGA	ENVASE
1									
2									
3									
4									
5									
6									
7									

OBSERVACIONES:


REPRESENTANTE

MUESTREADO POR FECHA Y HORA

FORMATO F-10 PROTOCOLO DE PRUEBAS A INTERRUPTOR DE POTENCIA

	<p>UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO</p> <p>PROTOCOLO DE PRUEBAS A INTERRUPTOR DE POTENCIA</p>																														
<p>PROYECTO :</p>																															
<p>NOMBRE S.E.:</p> <p>TIPO:</p> <p>KV:</p> <p>SERIE:</p> <p>TIPO DE TABLERO:</p> <p>NEMA:</p>	<p>CIUDAD:</p> <p>MARCA:</p> <p>I nom.:</p> <p>BIL:</p> <p>FRECUENCIA:</p>	<p>FECHA:</p> <p>VOLTAJE NOMINAL:</p> <p>AISLAMIENTO:</p> <p>TEMPERATURA:</p> <p>% H.R. :</p>																													
<p>PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">PARTE PROBADA</th> <th colspan="2">RESISTENCIA GIGAOHMS</th> </tr> <tr> <th></th> <th>VALOR OBTENIDO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> <td style="text-align: center;">GIGAOHMS</td> </tr> <tr> <td>A vs B+C + T</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>B vs A+C+T</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>C vs A+B+T</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>A+B+C vs T</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		PARTE PROBADA	RESISTENCIA GIGAOHMS			VALOR OBTENIDO			GIGAOHMS	A vs B+C + T			B vs A+C+T			C vs A+B+T			A+B+C vs T			<p>PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">FASE</th> <th>MICROHMS</th> </tr> <tr> <th>I APLICADA: _____</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A</td> <td></td> </tr> <tr> <td>B</td> <td></td> </tr> <tr> <td>C</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>NOTAS:</p>	FASE	MICROHMS	I APLICADA: _____	A		B		C	
PARTE PROBADA	RESISTENCIA GIGAOHMS																														
		VALOR OBTENIDO																													
		GIGAOHMS																													
A vs B+C + T																															
B vs A+C+T																															
C vs A+B+T																															
A+B+C vs T																															
FASE	MICROHMS																														
	I APLICADA: _____																														
A																															
B																															
C																															
<p>PRUEBA DE TIEMPOS DE OPERACIÓN</p> <p>TIEMPO DE CIERRE</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>FASE A</th> <th>FASE B</th> <th>FASE C</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>TIEMPO DE APERTURA 1ª BOBINA</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>FASE A</th> <th>FASE B</th> <th>FASE C</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>DISPARIDAD DE POLOS</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>TIEMPO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> </tr> </tbody> </table>		FASE A	FASE B	FASE C				FASE A	FASE B	FASE C				TIEMPO		<p>PRUEBA DE INTEGRIDAD DEL VACIO</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">FASE</th> <th>RESULTADO</th> </tr> <tr> <th>Kv APLICADO: _____</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A</td> <td></td> </tr> <tr> <td>B</td> <td></td> </tr> <tr> <td>C</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>PRUEBA ANTIBOMBEO:</p>	FASE	RESULTADO	Kv APLICADO: _____	A		B		C							
FASE A	FASE B	FASE C																													
FASE A	FASE B	FASE C																													
TIEMPO																															
FASE	RESULTADO																														
	Kv APLICADO: _____																														
A																															
B																															
C																															
<p>RESULTADOS: _____</p>																															
<p>PRUEBAS EFECTUADAS BAJO NORMAS Y ESPECIFICACIONES: _____</p>																															
<p>REALIZO:</p>	<p>SUPERVISO:</p>	<p>REVISO:</p>	<p>ATESTIGUO:</p>																												


FORMATO F-12 PROTOCOLO DE PRUEBAS A T.P.

	<p>UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO</p> <p>PROTOCOLO DE PRUEBAS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL</p>					
PROYECTO:						
FECHA:	CIUDAD:	TEMPERATURA:				
NOMBRE SUBESTACIÓN:		% DE H.R.:				
TABLERO:		MARCA:				
TIPO:		NIVEL DE AISLAMIENTO:				
IDENTIFICACION / No. SERIE:		TIPO DE AISLAMIENTO:				
VOLTAJE:						
RELACION DE TRANSFORMACION						
RELACION EN PLACA	RELACION MEDIDA EN LOS SECUNDARIOS					
	TP - 1		TP - 2		TP - 3	
TEORICA						
4 / 1						
POLARIDAD						
RESISTENCIA OHMICA						
RESISTENCIA EN OHMS						
TP - 1		TP - 2		TP - 3		
S1-S2	H1 - H2	S1-S2	H1 - H2	S1-S2	H1 - H2	
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO						
TIPO DE PRUEBA	RESISTENCIA EN GIGAOHMS					
	TP - 1		TP - 2		TP - 3	
H - X + T						
X - H + T						
RESULTADOS:						
PRUEBAS EFECTUADAS BAJO NORMAS Y ESPECIFICACIONES:						
REALIZO:	SUPERVISO:	REVISO:	ATESTIGUO:			

ANEXOS


FORMATO F-13 REPORTE DE MEDICIONES DE RESISTENCIA DE RED DE TIERRA

<http://www.foxitsoftware.com> For evaluation only.

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO REPORTE DE MEDICIONES DE RESISTENCIA DE RED DE TIERRAS																																																										
PROYECTO :																																																											
DEPENDENCIA:	FECHA:																																																										
EQUIPO UTILIZADO																																																											
TEMPERATURA AMBIENTE	% DE HUMEDAD																																																										
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 45%;">METODO DE MEDICIÓN UTILIZADO</th> <th colspan="2" style="width: 30%;">VALOR MEDIDO EN</th> <th colspan="2" style="width: 25%;">VALOR DE CONTINUIDAD</th> </tr> <tr> <th style="text-align: center;">POR CAÍDA DE POTENCIAL APLICADO</th> <th colspan="2" style="text-align: center;">Ω (OHMS)</th> <th colspan="2" rowspan="2" style="text-align: center;">Promedio</th> </tr> <tr> <th style="text-align: center;">AL 62% DE 10 METROS.</th> <th style="width: 15%;">Dirección 1</th> <th style="width: 15%;">Dirección 2</th> </tr> <tr> <th style="width: 45%;">DENOMINACION</th> <th colspan="2"></th> <th colspan="2"></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>P-1 Vestidores</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>P-2 Compresor</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>P-3 Hidroneumatico</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>P-4 Almacen</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>P-5 Mantenimiento</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>P-6 Produccion</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>P-7 Transformador</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>P-8 Produccion</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		METODO DE MEDICIÓN UTILIZADO	VALOR MEDIDO EN		VALOR DE CONTINUIDAD		POR CAÍDA DE POTENCIAL APLICADO	Ω (OHMS)		Promedio		AL 62% DE 10 METROS.	Dirección 1	Dirección 2	DENOMINACION					P-1 Vestidores					P-2 Compresor					P-3 Hidroneumatico					P-4 Almacen					P-5 Mantenimiento					P-6 Produccion					P-7 Transformador					P-8 Produccion				
METODO DE MEDICIÓN UTILIZADO	VALOR MEDIDO EN		VALOR DE CONTINUIDAD																																																								
POR CAÍDA DE POTENCIAL APLICADO	Ω (OHMS)		Promedio																																																								
AL 62% DE 10 METROS.	Dirección 1	Dirección 2																																																									
DENOMINACION																																																											
P-1 Vestidores																																																											
P-2 Compresor																																																											
P-3 Hidroneumatico																																																											
P-4 Almacen																																																											
P-5 Mantenimiento																																																											
P-6 Produccion																																																											
P-7 Transformador																																																											
P-8 Produccion																																																											
NOTA: INSERTAR GRAFICA DE LAS MEDICIONES																																																											
<p>EL VALOR DE RESISTENCIA A TIERRA PARA BAJADAS DE LOS PARARRAYOS (PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS DEBE SER DE 10ohms MÁXIMO).</p> <p>**EMPALMES: LOS CONDUCTORES DEBEN EMPALMARSE CON DISPOSITIVOS ADECUADOS SEGÚN SU USO O CON SOLDADURA DE BRONCE, SOLDADURA CON UN METAL DE ALEACIÓN FUNDIBLE.</p>																																																											
VALORES DE REFERENCIA.																																																											
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="3">RESISTENCIA A TIERRA</th> </tr> <tr> <th style="width: 33%;">RESISTENCIA</th> <th style="width: 33%;">TENSIÓN</th> <th style="width: 33%;">CAPACIDAD</th> </tr> <tr> <th style="text-align: center;">Ω</th> <th style="text-align: center;">MAX (KV)</th> <th style="text-align: center;">MAX (kVA)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">5</td> <td style="text-align: center;">>34.5</td> <td style="text-align: center;">>250</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">10</td> <td style="text-align: center;">34.5</td> <td style="text-align: center;">>250</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">25</td> <td style="text-align: center;">34.5</td> <td style="text-align: center;">250</td> </tr> </tbody> </table>			RESISTENCIA A TIERRA			RESISTENCIA	TENSIÓN	CAPACIDAD	Ω	MAX (KV)	MAX (kVA)	5	>34.5	>250	10	34.5	>250	25	34.5	250																																							
RESISTENCIA A TIERRA																																																											
RESISTENCIA	TENSIÓN	CAPACIDAD																																																									
Ω	MAX (KV)	MAX (kVA)																																																									
5	>34.5	>250																																																									
10	34.5	>250																																																									
25	34.5	250																																																									
REALIZÓ	APROBÓ																																																										
_____	_____																																																										
NOMBRE Y FIRMA	NOMBRE Y FIRMA																																																										


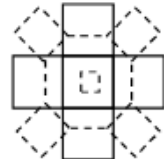
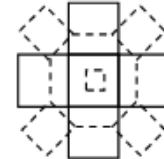
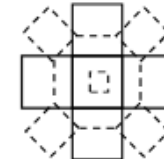
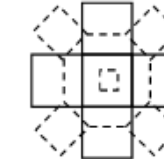
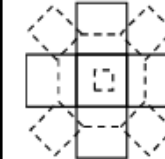
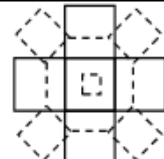
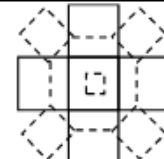
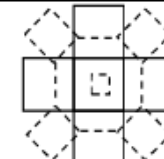
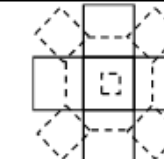
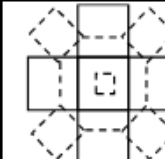
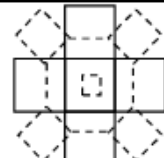
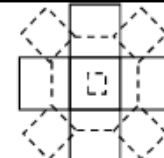
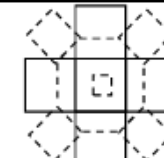
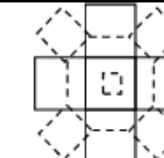
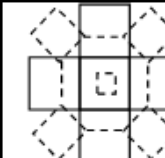
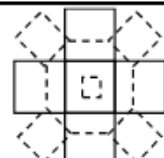
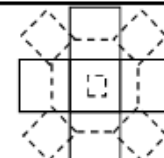
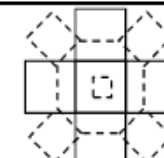
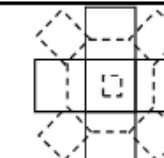
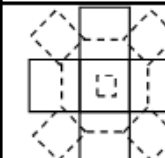
ANEXOS

FORMATO F-14 REPORTE DE INSPECCIÓN DE CABLES SUBTERRANEOS
ANVERSO
(1-2)

		UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO															
		Departamento de Mantenimiento															
		REPORTE DE INSPECCION DE CABLES SUBTERRANEOS															
		Instrucciones: Este reporte deberá de ser llenado completamente por el personal que realiza la inspección y firmado por el Ingeniero responsable de la misma. La inspección y llenado de este formato será anual o antes si se presentara algún tipo de mantenimiento o contingencia.															
SUBESTACIÓN _____		Hoja ____ de ____					Fecha ____ - ____ - ____ AÑO MES DIA										
ALIMENTADOR _____		TOTAL DE POZOS REVISADOS _____															
REVISIÓN	PUNTO	Pozo No															
		INDICACIÓN															
	Tipo	Interior															
		Exterior															
	Marca	Interior															
		Exterior															
	Cable	Tipo															
		Calibre															
	Escurrimiento	Presente	Si	No		Si	No		Si	No		Si	No		Si	No	
		Severidad	A	M	B	A	M	B	A	M	B	A	M	B	A	M	B
Ubicación		Al reverso			Al reverso			Al reverso			Al reverso			Al reverso			
Aterrizamiento	Estado	B	R	M	B	R	M	B	R	M	B	R	M	B	R	M	
REVISIÓN	Tapa	Presente	Si	No		Si	No		Si	No		Si	No		Si	No	
		Estado	B	R	M	B	R	M	B	R	M	B	R	M	B	R	M
	Agarradera	Presente	Si	No		Si	No		Si	No		Si	No		Si	No	
		Estado	B	R	M	B	R	M	B	R	M	B	R	M	B	R	M
	Marco	Presente	Si	No		Si	No		Si	No		Si	No		Si	No	
		Severidad	A	M	B	A	M	B	A	M	B	A	M	B	A	M	B
		Ubicación	Al reverso			Al reverso			Al reverso			Al reverso			Al reverso		
	Reposadera	Presente	Si	No		Si	No		Si	No		Si	No		Si	No	
Localización		A	L	A	A	L	A	A	L	A	A	L	A	A	L	A	
REVISIÓN	Nomenclatura																
		Porcelanas	¿Completas?	Si	No		Si	No		Si	No		Si	No		Si	No
	Correderas	Cantidad faltante															
		Sujeción	B	R	M	B	R	M	B	R	M	B	R	M	B	R	M
		¿Completas?	Si	No		Si	No		Si	No		Si	No		Si	No	
	Mensulas	Cantidad a instalar															
		Sujeción	B	R	M	B	R	M	B	R	M	B	R	M	B	R	M
		¿Completas?	Si	No		Si	No		Si	No		Si	No		Si	No	
	Empalmes	Cantidad a instalar															
		Tipo															
Cantida en este pozo																	
Escurrimiento		Si	No		Si	No		Si	No		Si	No		Si	No		
Acomodo	Severidad de escurrimiento	A	R	B	A	R	B	A	R	B	A	R	B	A	R	B	
	¿Debidamente acomodado?	Si	No		Si	No		Si	No		Si	No		Si	No		
	Aterrizamiento	Presente	Si	No		Si	No		Si	No		Si	No		Si	No	
Anverso		B: Buena A: Alta A: Acera R: Regular R: Regular L: M: Mala B: Baja															

ANEXOS

FORMATO F-14 REPORTE DE INSPECCIÓN DE CABLES SUBTERRANEOS
REVERSO
(2-2)

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO				
Departamento de Mantenimiento REPORTE DE INSPECCION DE CABLES SUBTERRANEOS					
Instrucciones: 1.- Traze la ruta aproximada que sigue el cable, ubicando siempre el lado norte del pozo de visita. 2.- Indique con la marca (/) la ubicación aproximada de la terminal que presenta el escurrimiento. 3.- Indique con la marca (/) la ubicación aproximada de la filtración en el pozo. 4.- Indique con la marca (/) la ubicación aproximada del empalme que presenta escurrimiento.					
Pozo No					
1.- Ruta que sigue el cable en el pozo. Ver nota					
2.- Escurrimiento en terminales					
3.- Filtración en Obra Civil					
4.- Escurrimiento en empalmes					
Nota: La convención para el cable será a partir de la entrada del cable (origen), siguiendo las paredes en sentido horario, hasta la salida del cable (destino).					
Ingeniero Responsable			Personal que realiza la inspección		
Nombre _____			Nombre _____		
Firma _____			Firma _____		
			Nombre _____		
			Firma _____		
Reverso					



BIBLIOGRAFÍA



BIBLIOGRAFÍA





LIBROS

Titulo: Redes Eléctricas,
Autor: Jacinto Viquiera Landa
Editorial: UNAM Facultad de Ingeniería, 2004.

Titulo: Diseño de Subestaciones Eléctricas,
Autor: José Raúl Martín
Editorial: UNAM Facultad de Ingeniería. 2da, Edición.

Titulo: Sistemas de Potencia, Análisis y Diseño.
Autor: J. Duncan Glover / Mulukutla S. Sarma.
Editorial: Editorial Thomsom, 3ra. Edición

Titulo: Manual de equipos eléctricos
Autor: Enríquez Harper
Editorial: Limusa

Titulo: Manejo de solventes y aceites gastados en las centrales de potencia de la C.F.E.
Autor: Dr. Alberto Jaimes Paredes.
Editorial: Instituto Nacional de Ecología.

Titulo: Fundamentos del mantenimiento: guías técnicas y administrativas
Autor: Rubén Ávila Espinosa
Editorial: Limusa, 1995

Titulo: Pruebas a transformadores de distribución
Autor: Javier Cruz Ibarra
Editorial: I.P.N. 1982



NORMAS, ESPECIFICACIONES, MANUALES Y DOCUMENTOS TÉCNICOS

Test Methods for Electrical Power Insulators ANSI C-29-1 -1988, American National Standard, National Electrical Manufacturers Association / 23-Aug-1988

Switchgear—Medium-Voltage Metal-Clad Assemblies—Conformance Test Procedures ANSI-C37-55-2002; American National Standard, National Electrical

Procedimiento de Tensiones de Sistemas de Distribución, Subtransmisión y Transmisión CFE L0000-02, Comisión Federal de Electricidad. México

CFE V6700-62 Tableros de Protección, Control y Medición para Subestaciones Eléctricas. Comisión Federal de Electricidad, México.

Procedimiento de prueba de campo a equipo primario CFE-SOM-3531, Comisión Federal de Electricidad.

Procedimiento LFC-SCE-525 Tablero de Alumbrado y Distribución, Luz y Fuerza del Centro.

Procedimiento LFC-GPR-057 Tablero de Alumbrado y Distribución con Zapatas Principales, Luz y Fuerza del Centro.

Procedimiento LCF-ING-018 Banco de Baterías de Plomo – Ácido y Alcalinas, Luz y Fuerza del Centro.

Fluido Envirotemp® FR3®. Boletín B900-00092S © 2005 Cooper Power Systems, Inc., o sus afiliadas.

DOW CORNING® 561 Silicone transformer liquid, Ref. no. 22.0533H-01 05/01/1998 Dow Corning Corporation.

R-temp® Fluid. Boletín 92006© 2003 Cooper Industries, Inc.

Manual de procedimientos de mantenimiento preventivo y/o correctivo en subestaciones eléctricas de potencia. Luz y Fuerza de Centro, 31 de mayo de 2006.



Manual de Operación de Resistencia de Aislamiento AVO internacional (MEGGER).

Manual de Operación de Resistencia de Contactos AVO internacional (MEGGER).

Manual de procedimientos de pruebas de campo para equipo primario de subestaciones de distribución. Comisión Federal de Electricidad, México.

Norma de referencia NRF-003-CFE-2000, Apartarrayos de Óxidos Metálicos para Subestaciones. Comisión Federal de Electricidad.

Norma de referencia NRF-011-CFE-2004 Sistemas de Tierra para Plantas y Subestaciones Eléctricas. Comisión Federal de Electricidad. D.O.F. 14 de marzo de 2005.

Norma de referencia NRF-196-PEMEX-2008 Cargador y Banco de Baterías, PEMEX, México. 18 de mayo de 2008.

Norma de referencia NRF-048- PEMEX- 2007, Diseño de Instalaciones Eléctricas. PEMEX, 5 de diciembre de 2007.

National Electrical Code NFPA-70. National Fire Protection Association, 2008 Edition

Recommended Practice for Electrical Equipment NFPA-70B, National Fire Protection Association, 2006.

Norma Oficial Mexicana NOM-081-ECOL-1994, Que establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido de las fuentes fijas y su método de medición. D.O.F.

Norma Oficial Mexicana. NOM-113-ECOL-1998, Que establece las especificaciones de protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de subestaciones eléctricas de potencia o distribución que se pretendan ubicar en áreas urbanas, suburbanas, rurales, agropecuarias, industriales, equipamiento urbano o de servicios y turísticas. D.O.F.

Norma Oficial Mexicana NOM-0001-SEDE-2005, Instalaciones Eléctricas (utilización). D.O.F.

Norma Oficial Mexicana NOM-001-STPS-1999, Edificios, locales, instalaciones y áreas en los centros de trabajo-Condicionen de seguridad. D.O.F.



Norma Oficial Mexicana NOM-002-STPS-2000, Relativa a las condiciones de seguridad para la prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo. D.O.F.

Norma Oficial Mexicana NOM-004-STPS-1999, Sistemas de protección y dispositivos de seguridad en la maquinaria y equipo que se utilice en los centros de trabajo. D.O.F.

Norma Oficial Mexicana NOM-022-STPS-1999, Electricidad Estática en los centros de trabajo- Condiciones de seguridad e higiene. D.O.F.

Norma Oficial Mexicana NOM-029-STPS-2005, Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo-condiciones de seguridad. D.O.F. 31 de mayo de 2005.

Norma Oficial Mexicana NOM-133-ECOL-2000, Protección Ambiental Bifenilos Policlorados (BPCS) Especificaciones de manejo.

Norma Técnica de Competencia Laboral CMEC0424.01, Mantenimiento de sistemas eléctricos. Consejo Nacional de Normalización y Certificación de Competencias Laborales, pág. 1.

Occupational Safety & Health Administration (OSHA), U.S. Department of Labor Examples of Permit-required Confined Space Programs - 1910.146 App C.

Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos, D.O.F. 8 de octubre de 2003

Acuerdo por el que se dan a conocer los formatos en los que la industria nacional debe declarar el volumen y tipo de generación de residuos peligrosos, señalado en el Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente”, Instituto Nacional de Ecología.

Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes (EPER-ESPAÑA).

Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al ambiente, D.O.F. 25 de de noviembre de 1988.

Maximum safe pulling lengths for solid dielectric insulated cables. Volume 2. Cable user's guide, Silver, D.A., et-al. Feb-1984. Pirelli Cable Corp., Union, NJ (USA).

Specification for Crosslinked Polyethylene Insulated, Shielded Power Cables Rated 69 Through 138 KV, The Association of Edison Illuminating Companies. 1993.



Instalación de cables. Grupo Condumex, División Cables.

Manual de Instalación de Cables, Pirelli.

Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y de calibración, DOF lunes 24 de julio de 2006.

“Los Bonos de Carbono como medio para mejorar la viabilidad de proyectos de reducción de emisiones de GEIs”, Presentación de Ubaldo Inclán G. Vice-Presidente de Cantor CO₂, Hermosillo Sonora, Noviembre 28 de 2007.

“Sector Energético y los Mercados de Carbono”, Presentación SENER. Alma Santa Rita Feregrino, Subdirectora de Energía y Medio Ambiente, Monterrey, Octubre 2007.

“Our Common Future”, World Commission on Environment and Development, Abril 1987.

Policlorinato de bifenilo, Fichas internacionales de seguridad química, Comisión Europea, 2003.

Compuestos Orgánicos Persistentes. Dra. Lilia América Albert Palacios, Sociedad Mexicana de Toxicología.

Periódico “El Economista”, Martes 24 de Enero del 2006. Artículo “Mecanismo de México para la venta de bonos de carbono”

Guía técnica sobre trazabilidad e incertidumbre de las mediciones para servicios de calibración utilizando generadores de una función o multifunciones. México, junio 2004. Centro Nacional de Metrología (CENAM) – Entidad Mexicana de Acreditación A.C. (EMA).



PAGINAS WEB

Secretaría de Economía. Normalización <http://www.economia.gob.mx/?P=204>

Secretaría de Energía. Balance Nacional de Energía 2007. <http://www.sener.gob.mx/>

Teoría y aplicación de los conectores: una guía para el diseño y la especificación de conexiones, G. Di Troia - Miembro de la IEEE de FCI Electrical de Estados Unidos, Material traducido de FCI Electrical. <http://www.megawatt.com.pe/articulos/conector/con12subs.htm>

Globally Harmonized System of Classification and Labelling of Chemicals (GHS), United Nations Economic Commission for Europe. http://www.unece.org/trans/danger/publi/ghs/ghs_welcome_e.html

Unidad de Planeación Minero Energética - UPME / 2008. República de Colombia, Ministerio de Minas y Energía. http://www.upme.gov.co/guia_ambiental/GuiasAmbientales2002/htm/Cap3/3_1_2

Página de apuntes sobre instalaciones y electrotecnia. Transformadores de Medida. <http://garaje.ya.com/migotera/trafomedida.htm>

Superintendencia de electricidad y combustibles. República de Chile. Normatividad de Tableros. http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SECNORMATIVA/electricidad_norma4/tableros.pdf

Universidad de Murcia, España. Instalación de un banco de baterías para instalaciones fotovoltaicas autónomas o aisladas. <http://sustainable-tech.inf.um.es/informacion.html#baterias>

Enrique Macías Morales, profesor de la Universidad Iberoamericana de Torreón. Materia Sistemas Eléctricos de Potencia. <http://www.maciasweb.com/uia/instind/Centros%20de%20carga%20y%20transformadores.ppt>

Distribuidora de equipo eléctrico Mayecen. Presentación de equipos IUSA para media y alta tensión. <http://www.mayecen.com/new/cat1/IUSA.pdf>

Underwriters Laboratories Inc. Equipos de control para la industria. http://www.ul-mexico.com/industry/es_ulla_industry_industrialcontrol.aspx

Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica. Contribución del FIDE al Ahorro de Energía Eléctrica. http://www.fide.org.mx/el_fide/Avances-Dic-07/14-contribucion.html