



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

***MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES DE
RECTIFICACIÓN, EN EL SISTEMA DE TRANSPORTE
COLECTIVO METRO***

T E S I N A

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

HUGO DE LA CRUZ PÉREZ.

**ASESOR: ING. JULIO CARLOS LUNA
CASTILLO.**

MÉXICO D.F., 01 DICIEMBRE 2015.





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo lo considero, como la conclusión de una etapa de la vida, así como el inicio de otra, agradezco a mis padres (Rufino y María Luisa) y hermanas (Magaly, Gisela, María del Mar, Anahí) por su apoyo en los momentos difíciles, a la familia Nieto que junto con la nuestra, compartimos momentos alegres.

A mi asesor (Ing. Luna Castillo) por su apoyo en la elaboración de este trabajo, además de las clases y el tiempo en la facultad que resultaron muy gratos.

A todos mis amigos, en especial Araceli, Susana, Cintia, Ekigua, Juan Fernando y Juan Carlos, además de los compañeros que durante mi estancia en universidad hemos compartido espacios y tiempo, haciendo crecer la comunidad de la UNAM.

La UNAM, que desde el Colegio de Ciencias Humanidades Plantel Sur me fue dado, ese espacio, el de formar parte de la máxima casa de estudios.

Sin duda han influenciado en este fin, gracias a todos ellos.

Índice

Objetivo.....	1
I. Antecedentes históricos y estructura orgánica del Sistema de Transporte Colectivo Metro.....	2
A. Generalidades.....	2
B. Estructura orgánica.....	2
1. Gerencia de instalaciones fijas.....	3
2. Subgerencia de instalaciones eléctricas.....	3
3. Coordinación de alta tensión.....	3
II. Subestaciones eléctricas de mediana tensión, tipos y características.....	5
A. Antecedentes.....	5
B. Características.....	5
1. Subestaciones elevadoras.....	5
2. Subestaciones compensadoras.....	6
3. Subestaciones reductoras.....	6
4. Subestaciones de maniobras o de <i>switcheo</i>	7
5. Subestaciones de distribución.....	8
6. Subestaciones de rectificación.....	8
C. Tipos de subestaciones en función de sus características constructivas.....	9
1. De intemperie (convencional).....	9
2. De tipo interior.....	9
III. Mantenimiento.....	10
A. Introducción.....	10
B. Información para el mantenimiento.....	11
1. Características.....	11
2. Manual de operación.....	11
3. Manual técnico.....	12
4. Manual de procedimientos.....	12
5. Manual de calidad.....	13
6. Software de mantenimiento.....	13
C. Mantenibilidad.....	14

D. Vida útil de un bien físico.....	14
IV. Mantenimiento preventivo y correctivo a los equipos de la subestación de rectificación, líneas “3 y 9”.....	19
A. Resistencia de aislamiento.....	19
B. Relación de transformación.....	21
C. Rigidez dieléctrica.....	23
D. Sistema de tierra.....	24
E. Subestación de rectificación del metro línea 3 y 9.....	26
F. Protocolos para ingresar a las SR.....	29
G. Armarios.....	33
H. Sección 1 posterior a la acometida.....	34
1. Gabinetes de alta tensión.....	35
2. Juego de cuchillas de apertura sin carga.....	36
3. Buses de 23 kV.....	36
4. Juego de cuchillas para conexión a tierra.....	37
I. Sección 2 protecciones a transformador auxiliar (TX).....	37
1. Interruptor en aire.....	37
2. Fusibles para transformador auxiliar.....	38
3. Juego de cuchillas para conexión a tierra.....	39
J. Sección 3 transformador auxiliar.....	40
K. Sección 4 disyuntor mediana tensión (DMT).....	41

L. Transformador de potencia (TP).....	45
M. Carro rectificador.....	47
N. Disyuntor ultra rápido (DUR).....	48
V. Conclusiones.....	51
VI. Bibliografía.....	52

Objetivo.

Documentar la metodología que actualmente se aplica para el mantenimiento de las subestaciones de rectificación (SR) del Sistema de Transporte Colectivo Metro (STCM) de las líneas 3 y 9, así como exponer herramientas de utilidad para la realización de dicho mantenimiento.

Finalmente se expondrán conclusiones derivadas de analizar la información recabada.

I. Antecedentes históricos y estructura orgánica del Sistema de Transporte Colectivo Metro.

A. Generalidades.

El Sistema de Transporte Colectivo Metro, es un organismo público descentralizado, que ofrece el servicio de transporte de pasajeros, con trenes pesados eléctricos; en el Distrito Federal y sus alrededores.

El 29 de abril de 1967 por decreto presidencial, se crea el Sistema de Transporte Colectivo, para construir, operar y dar servicio al público, un tren rápido subterráneo como parte del transporte público del Distrito Federal.

El 19 de junio de 1967, se realizó la ceremonia de inicio de obra para construir la Línea 1 del Sistema de Transporte Colectivo y fue inaugurada el 4 de septiembre de 1969, actualmente cuenta con 12 líneas.

B. Estructura orgánica.

Para fines administrativos, planificación y ejecución, el Sistema de Transporte Colectivo Metro, tiene una dirección general y 29 áreas que se encargan en administrar los recursos humanos y materiales que actúan sobre sus áreas encomendadas.

El Manual de Organización Institucional, tiene como fin, de que cada área tenga responsabilidades en el Sistema de Transporte Colectivo, además de tener actualizados sus objetivos, en el caso de mantenimiento a las Subestaciones eléctricas hay una gerencia, subgerencia y coordinación, que son responsables de manera directa del mantenimiento.

La estructura orgánica se organiza así:

- Dirección General.
- Gerencia del Instituto de Capacitación y Desarrollo (INCADE).
- Dirección de Medios.
- Gerencia de Atención al Usuario.
- Gerencia Jurídica.
- Gerencia de Seguridad Institucional.
- Contraloría Interna.
- Dirección de Transportación.
- Gerencia de Líneas 1,3 y 4.
- Gerencia de Líneas 2, 5, 6 y "B".
- Gerencia de Líneas 7, 8, 9 y "A".
- Dirección de Ingeniería y Desarrollo Tecnológico.
- Gerencia de Ingeniería y Nuevos Proyectos.
- Gerencia de Sistemas de Investigación de Incidentes.
- Gerencia de Instalaciones Fijas.
- Gerencia de Obras y Mantenimiento.
- Dirección de Mantenimiento de Material Rodante.

- Gerencia de Ingeniería.
- Gerencia de Organización y Sistemas.
- Dirección de Administración de Personal.
- Gerencia de Salud y Bienestar Social.
- Gerencia de Recursos Humanos.
- Dirección de Recursos Materiales y Servicios Generales.
- Gerencia de Adquisiciones y Contratación de Servicios.
- Gerencia de Almacenes y Suministros.
- Dirección de Finanzas.
- Gerencia de Presupuesto.
- Gerencia de Recursos Financieros.
- Gerencia de Contabilidad.

1. Gerencia de instalaciones fijas.

Tiene como responsabilidad, mantener la continuidad y seguridad en la operación de toda la red de servicios de mantenimiento, para ello organiza, dirige y coordina las acciones, orientadas a la aplicación de los programas de mantenimiento a los equipos e instalaciones electrónicas, eléctricas mecánicas y de vías.

Así, para mantener en las mejores condiciones, el servicio en tiempo y calidad requeridos.

2. Subgerencia de instalaciones eléctricas.

Contribuir a mantener la continuidad y seguridad en la operación de la red de servicio, a través de su organización, coordinación y control de acciones ayudando a la aplicación de los programas de mantenimiento a los equipos de recepción, transformación, distribución y control de energía eléctrica, en el tiempo y calidad requeridos, permitiendo su disponibilidad en las mejores condiciones de servicio.

3. Coordinación de alta tensión.

Mantener en óptimas condiciones la operación y presentación de las instalaciones, sistemas y equipos, destinados a recibir, transformar y distribuir la energía eléctrica que requiere la red de servicio para su funcionamiento, a través de la coordinación, supervisión y ejecución de programas de mantenimiento que permitan asegurar la continuidad de la prestación del servicio de transporte.

La Coordinación de Alta Tensión a través de sus Secciones, es responsable de efectuar el Mantenimiento preventivo a los equipos a su cargo.

Para el trabajo de distribución interna de cargas de trabajo y atención inmediata de las mismas, la Coordinación de Alta Tensión distribuye a su personal en las siguientes secciones y equipos:

Sección de alta tensión I.

- Subestación Eléctrica de Alta Tensión (SEAT) Buen Tono y PCC (Puesto de control de carga).
- Subestaciones de Rectificación Centralizadas Líneas 1, 2 y 3.
- Plataforma de Pruebas Zaragoza.
- Cables de energía en 15 kV de alumbrado y tracción.

Sección de alta tensión II.

- Subestaciones de Rectificación Descentralizadas Líneas 5, 6, 7 y ampliaciones de las Líneas 1, 2 y 3.
- Plataforma de Pruebas Ticomán.
- Cables de energía en 23 kV de alumbrado y tracción.
- Cabeceras de Alumbrado y Fuerza de Líneas 5, 6 y 7.

Sección de alta tensión III.

- Subestación Eléctrica de Alta Tensión (SEAT) Estrella.
- Subestaciones de Rectificación de Líneas 3 (Coyoacán a Universidad), 8 y 9 (Chabacano a Patriotismo).
- Cables de energía en 23 kV de alumbrado y tracción.
- Cables de energía en 230 kV.
- Cabeceras de Alumbrado y Fuerza de Línea 9 (Chabacano y Tacubaya).

Sección de alta tensión IV.

- Subestación Eléctrica de Alta Tensión (SEAT) Oceanía.
- Plataforma de Pruebas Ciudad Azteca.
- Subestaciones de Rectificación de Línea B.
- Cables de energía en 23 kV de alumbrado y tracción.
- Cables de energía en 230 kV.

Sección de alta tensión V.

- Subestaciones de Rectificación de Línea A.
- Plataforma de Pruebas La Paz.
- Cables de energía en 23 kV de alumbrado y tracción.
- Cabeceras de Alumbrado y Fuerza de Línea A.
- Disyuntores de Vías Secundarias.

II. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE MEDIANA TENSIÓN, TIPOS Y CARACTERÍSTICAS.

A. Antecedentes.

Una subestación eléctrica es una instalación que cuenta con equipos que forman circuitos, que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica (tensión y corriente) para permitir el transporte y seguridad en la red eléctrica.

B. Características.

Existen clasificaciones para las subestaciones eléctricas, pero de acuerdo a la función que van a desempeñar se pueden clasificar como:

- Por servicio.
- Por tipo de construcción.

De acuerdo al tipo de servicio que prestan las subestaciones pueden ser:

1. Subestaciones elevadoras.

Estas subestaciones se encuentran cerca de las centrales generadoras y permiten modificar los parámetros de la potencia suministrada por los generadores, para permitir la transmisión de la energía eléctrica, a través de las líneas de transmisión a tensiones más elevadas que las de generación, la razón de elevar el voltaje es para que resulte económico la transmisión de la energía eléctrica. En estas subestaciones los transformadores elevadores tienen conexión delta-estrella con neutro sólidamente aterrizada, la delta sirve para evitar que las armónicas producidas pasen a la red de alta tensión así también la estrella aterrizada permite que por medio del neutro se eviten sobretensiones y permita la operación rápida de las protecciones eléctricas del sistema.

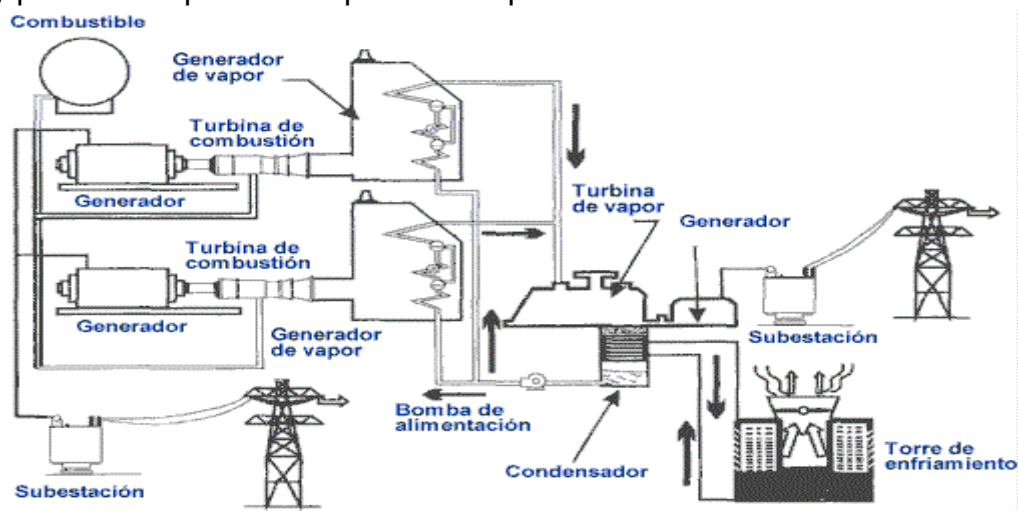


Figura 2-1 Diagrama esquematizado del sistema de suministro eléctrico.

2. Subestaciones compensadoras.

Estas subestaciones se llaman también subestaciones intermedias y se utilizan para compensar reactivos en las líneas largas de gran longitud. Una línea de 400 kV debe transmitir del orden de 600 MW a una distancia de por lo menos 400 km para ser económica, sin embargo, en esta longitud la línea resulta inestable sin una o más subestaciones intermedias.

Las subestaciones compensadoras no tienen transformadores de potencia, ya que operan con un solo voltaje (400 kV o más) en sus circuitos principales.



Figura 2-2 Compensador dinámico de potencia reactiva.

3. Subestaciones reductoras.

Son aquellas que reducen el voltaje de transmisión, para voltajes menores, con el fin de facilitar la distribución de la energía en el sistema eléctrico. Las tensiones intermedias entre la transmisión 69 kV, 115 kV, 230 kV, 400 kV y la de distribución de 13.8 kV a 34.5 kV, son varias, depende de la potencia y distancia a que se transmite la energía eléctrica.

Los niveles de tensión de las subestaciones reductoras son muy variados, responden a las condiciones concretas del sistema, como características carga, uso y la naturaleza del territorio.

Subestaciones receptoras primarias se alimentan directamente de las líneas de transmisión y reducen la tensión a valores menores según sea el nivel de la transmisión, ya sea para ser usadas en subtransmisión o en distribución según

sea el caso, niveles comunes de tensión de salida de estas subestaciones es 69 kV, 85 kV, 115 kV, 230 kV.

Subestaciones receptoras secundarias se encuentran alimentadas normalmente por, los niveles de tensión intermedios (69 kV, 115 kV, 230kV y en algunos casos 85 kV) para alimentar a las llamadas redes de distribución de 6.6, 13.8, 23 y 34.5 kV.



Figura 2-3 Subestación Eléctrica de Alta Tensión.

4. Subestaciones de maniobras (de *switcheo*).

En los sistemas de potencia normalmente se tienen variaciones considerables de carga, por lo cual surge la necesidad de realizar maniobras de conmutación para direccionar, canalizar energía, para lograr con esto un régimen de operación económico, confiable y seguro. Las subestaciones de maniobra ocupan nodos de interconexión de partes importantes del sistema, por lo cual a través de ellas pasan grandes bloques de energía.



Figura 2-4 Subestación eléctrica de Texcoco.

5. SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.

Las subestaciones de distribución, son las encargadas de reducir el voltaje de subtransmisión al voltaje de distribución primario. De las barras colectoras de las subestaciones de distribución, salen los alimentadores primarios del sistema de distribución con tensiones de 115,13.8, 13.2 y 23 kV.

- Subestaciones de distribución primaria.
- Subestaciones de distribución secundaria.



Figura 2-5 Subestación primaria.

6. SUBESTACIONES DE RECTIFICACIÓN.

Destinada a alimentar una red en corriente continua (subestación de tracción).

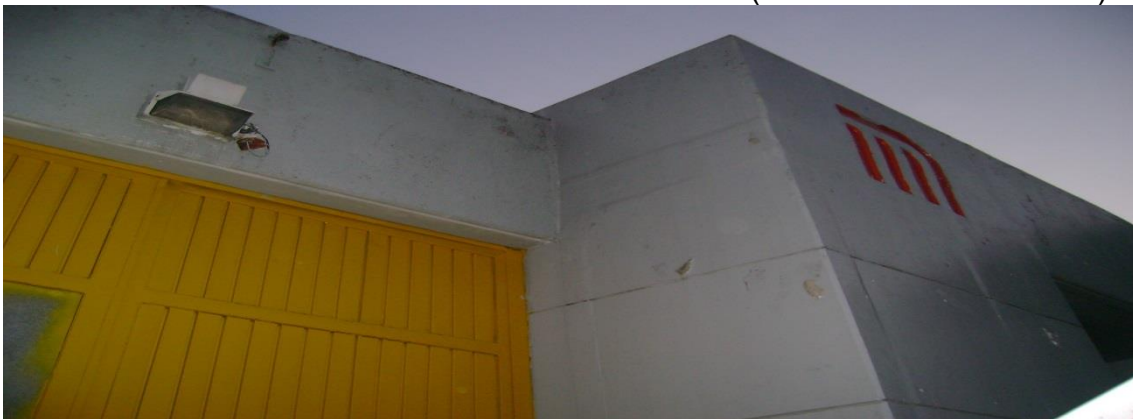


Figura 2-6 Fachada exterior de una subestación de rectificación del Sistema de Transporte Colectivo Metro.

C. TIPOS DE SUBESTACIONES, EN FUNCION DE SUS CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS.

1. DE TIPO INTEMPERIE (CONVENCIONAL).

Hay subestaciones de intemperie tipo convencional y de tipo compacto. Los aislamientos de estas subestaciones eléctricas están diseñados para que operen con alto grado de humedad y bajo lluvia, por lo cual los aisladores tienen grandes faldones que sirven para alargar la distancia dieléctrica y para mantener la rigidez dieléctrica necesaria en condiciones de lluvia y contaminación.



Figura 2-7 Ejemplo de una subestación de intemperie.

Las subestaciones de intemperie convencionales, se caracterizan por ocupar grandes espacios con el equipo montado sobre estructuras de acero y concreto. Existen subestaciones de tipo intemperie prácticamente en todos los voltajes, esto se debe a que las distancias dieléctricas son muy grandes.

2. DE TIPO INTERIOR.

Son subestaciones, cuyo equipo está diseñado para operar en el interior de edificios o construcciones especiales para la subestación. Actualmente van perdiendo terreno frente a las blindadas debido a que las condiciones de construcción de éstas proporcionan mayor calidad. Las subestaciones de tipo interior pueden utilizar tableros de fuerza producidos en fábricas especializadas con lo que la calidad obtenida es óptima.



Figura 2-8 Subestación tipo interior.

III. Mantenimiento.

A. Introducción.

El mantenimiento, tiene la finalidad de maximizar la disponibilidad de las maquinas, equipos e instalaciones para su servicio, así como la vida útil de las mismas; además de preservar el valor, minimizando el deterioro, minimizando el costo del ciclo de vida de los bienes físico, para conseguir estas metas en la forma más económica posible y a largo plazo, por lo tanto, minimizar costos de mantenimiento.

Existe dos tipos de mantenimiento, el correctivo que se desarrolla en los bienes físicos cuando a consecuencia de una falla ha dejado de proporcionar el servicio esperado, este a su vez, se divide en dos, el contingente, que se realiza de forma inmediata, debido a que algún equipo o maquina vital ha dejado de prestar servicio según lo esperado y el correctivo programable, son equipos considerados triviales que son necesarios, pero no indispensables para el servicio.

El otro tipo de mantenimiento, es el preventivo, tiene como fin de garantizar que el servicio que estos proporcionan, continúe dentro de los límites establecidos, este tipo de mantenimiento se divide a su vez en tres, el rutinario, que consta en intervenciones de corta frecuencia, consistentes en la inspección, apriete, ajuste, lubricación y limpieza.

El siguiente es el periódico, que son lapsos fijos determinados por la vida útil de los componentes críticos de los equipos, normalmente se hace siguiendo las recomendaciones de los fabricantes, aunque resulta más confiable basarse, en una análisis de información, recabada en un historial del equipo.

Por último el predictivo se basa en intervenciones basadas en el diagnóstico de anomalías detectadas por medios tecnológicos; normalmente sensores y algunos equipos especiales. Las más utilizadas son el análisis de vibraciones, el análisis termográfico y el análisis tribológico.



Figura 3-1 La implementación de un Programa de Mantenimiento con Termografía Infrarrojo.

B. Información para el mantenimiento.

La información es el requisito necesario para tomar decisiones y dependiendo de la calidad de ésta, se podrá reducir la incertidumbre.

Es por ello que el administrador del mantenimiento, dentro de sus actividades de planeación, debe dedicar esfuerzos para anticiparse a sus decisiones y preparar la disponibilidad de la información que va a requerir, para las decisiones que deberá tomar en el futuro, de tal manera que pueda tomarlas en el tiempo y la forma requeridas.

1. Características.

La información debe tener, suficiencia, representatividad, fácil interpretación, accesibilidad, costo accesible, además se encuentra en dos tipos, la informal, esto es, principalmente en relaciones entre personal, por lo general del tipo verbal, la formal, consiste en documentos elaborados, con el fin de organizar el trabajo, como son leyes, normas, reglamentos, manuales, ordenes de trabajo, solicitudes, calendario de actividades, bitácoras, etcétera.

INSTRUCTIVO DE LLENADO DE LA FORMA "DIAGRAMA DE ENERGIZACIONES Y LIBRANZAS EN LA RED"		
No.	CONCEPTO	SE DEBE ANOTAR
1	PARA LA(S) NOCHE(S): _____ _____	El número del día que se va a iniciar marcar Diagonal (/) y el número del sigue sucesivamente. Por ejemplo: 6/7, 7/8
2	FIN DE SERVICIO - _____ HRS.	La hora y minutos en la que se suspenderá respetando los siguientes horarios: Día laborable, antes de las hrs., Viernes/Sábado, antes de las hrs. Domingos y Días Festivos, antes de las hrs.

Figura 3-2 Instructivo de llenado, para energización y libranzas en STC Metro.

2. Manual de operación.

Normalmente este manual viene al adquirir la maquinaria y debe haber uno por cada equipo. Este manual lo elabora el fabricante del equipo, el contenido de este manual por lo general es el siguiente:

- Descripción de las características generales del equipo:

Peso, dimensiones, normas internacionales de referencia, características de la alimentación de la energía que requiere.

- Recomendaciones para la instalación del equipo:

Área necesaria, cimentaciones requeridas, cuidados al manipularlo, calibres de ductos y cableado.

- Descripción de los principales ajustes para la puesta a punto para el arranque de su utilización.
- Descripción detallada de los distintos recursos para la operación correcta de los equipos.

3. Manual técnico.

Por cada equipo, debe tener uno de estos, que lo elabora el fabricante, pero debido a tener un costo adicional, no siempre se tiene disponible en las empresas, aunque siempre será recomendable tenerlo y estudiarlo. Aunque todavía se ven ejemplares impresos en documentos muy voluminosos, en la actualidad, la gran mayoría de los Manuales Técnicos vienen en discos compactos.

Independientemente del propósito del equipo, todos estos manuales deben contener los siguientes apartados:

- La primera parte la constituye una versión extendida del Manual de Operación, aunque ahora se tienen datos más técnicos.
- Descripción detallada de la teoría del funcionamiento de cada parte del equipo, en donde se incluyen tablas, fotografías, formas de onda, programas de verificación, etc.
- Recomendaciones para el mantenimiento, en donde se especifican las distintas modalidades tal como el rutinario, el preventivo periódico y algunas recomendaciones sobre el mantenimiento correctivo por medio del "*trouble shooting*", que es una lista de las fallas más comunes, sus síntomas y su manera de corregirlas. Se incluye una relación de las herramientas e instrumentos especializados que se requieren para hacer estas intervenciones.
- Listas de partes e información sobre los proveedores.

4. Manual de procedimientos

Este manual es elaborado por la propia empresa usuaria del equipo, describe con detalle todas las intervenciones que se le han de hacer a los equipos, se caracteriza por ser uno de los documentos más voluminosos que existen en la planta ya que es necesario que los mantenedores y algunos de los operadores sepan exactamente dónde y cómo intervenir los equipos. Su estructura debe contener los siguientes apartados:

- Objetivos. Políticas, Organigramas, Perfiles del personal.
- Descripción detallada de cada procedimiento, especificando:

A qué, cómo, cuándo, quien y con qué. Aquí se detallan los estándares de cada intervención, las refacciones necesarias, los consumibles necesarios, los valores a medir los instrumentos requeridos, etc.

- Formatos necesarios.
- Glosario.

5. Manual de calidad.

El Manual de calidad para el mantenimiento, es un documento necesario para algunos procesos de certificación, los cuales establecen requisitos específicos tanto de formato como de contenido, en términos generales se trata de una versión abreviada del Manual de Procedimientos.

6. Software de mantenimiento.

Desde hace ya varios años, en virtud de la gran cantidad de información que se maneja en el mantenimiento han aparecido una gran cantidad de Software que apoyan su gestión los cuales se comercializan tanto como recurso único o como parte de algún paquete que incluye otros recursos útiles para la gestión de la planta.

Algunos de los más comercializados en México son los siguientes:
Main Saver, MP, Datastream, PMC, etc.

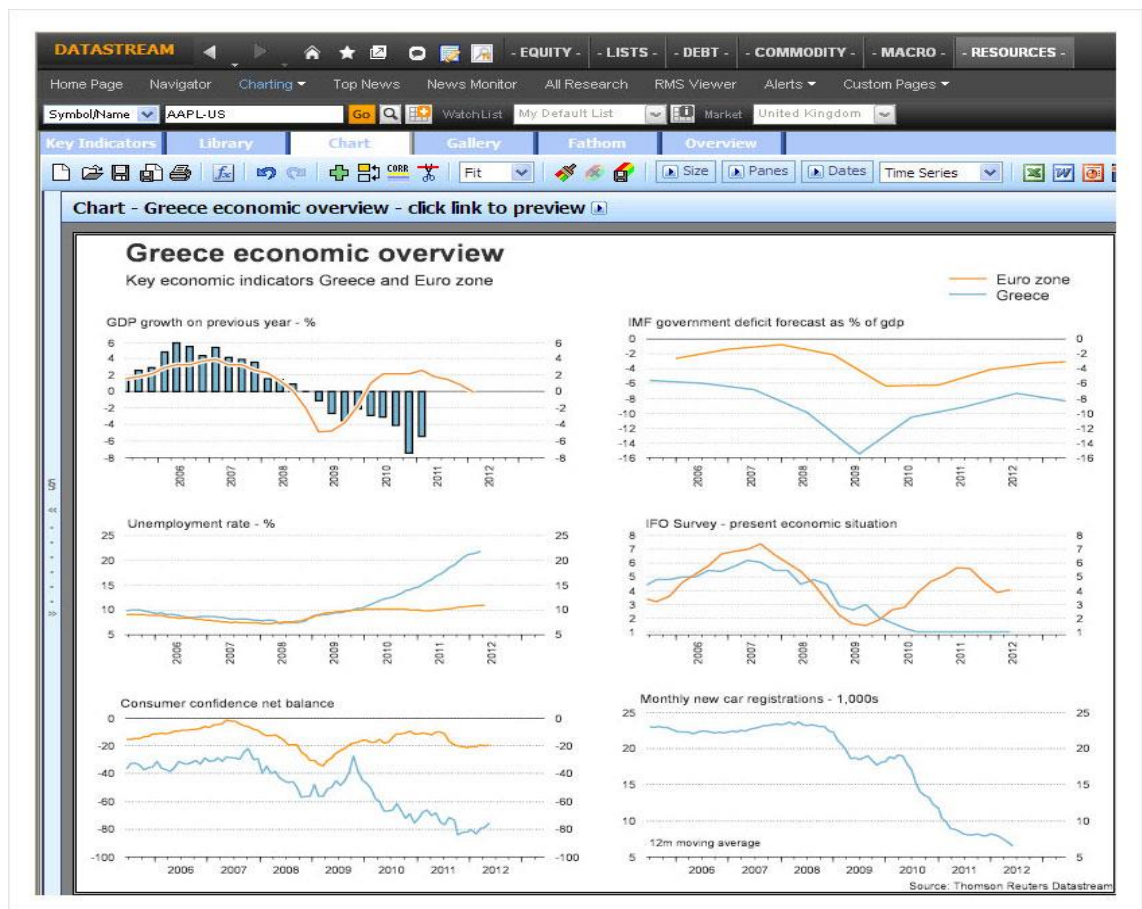


Figura 3-3 Ventana del Programa *Datastream*.

Cualquier software debe contener las siguientes bases de datos:

- Inventario general de equipos e instalaciones a conservar, Inventario de refacciones, Inventario de herramientas e instrumentos necesarios, Catálogo de procedimientos, Recursos humanos, distribuidores de equipos y refacciones, Costos asociados tanto de mano de obra como de refacciones y consumibles.
- Debe ser capaz de programar los trabajos, realizar estadísticas de los trabajos, crear un histórico de los equipos, actualizar todas las bases de datos y correlacionarlas.

C. Mantenibilidad.

Es la rapidez con que se hace el mantenimiento, así como con eficacia y ante todo un menor costo, los factores que obstaculiza son:

- Acceso difícil por mala distribución de planta.
- Selección de equipos de distintas marcas y principios de operación.
- No disponibilidad de herramental y equipo de medición adecuados.
- Capacidades y habilidades del personal.
- Refacciones adecuadas.
- Mala organización.
- Dificultades para desarmar y desarmar el equipo.
- Acceso difícil a partes que comúnmente deben de ser sustituidas.
- Manuales técnicos mal estructurados.
- Equipo obsoleto.

Malas decisiones al elegir nuevos equipos:

- Ingeniería del producto.
- Mantenedores.
- Operarios.
- Proveedores.

Personal con deficiencias en su formación y actitudes:

- Equipos de medición mal calibrados.
- Herramientas insuficientes y en mal estado.
- Tornillería de distintos tipos.
- Refacciones inadecuadas.

Información.

- El personal de mantenimiento no comparte la información de lo que hace.
- Los manuales técnicos son de mala calidad o ni siquiera existen.
- No hay información de las intervenciones previas en los equipos.

Administración.

- No le dan suficiente atención al mantenimiento en la empresa.
- Los presupuestos para el mantenimiento son reducidos.
- Se desconocen las herramientas de la gestión del mantenimiento.

Equipo.

- Obsoletos o discontinuados.
- Equipos de distintas marcas con manufactura distinta.
- Difíciles para el desmontaje y montaje de piezas.
- Partes que se tienen que sustituir frecuentemente con difícil acceso.



Figura 3-4 Acceso a túnel de cables de baja tensión alimenta vías.

D. Vida útil de un bien físico.

Período en donde el equipo es capaz de proporcionar el servicio para el cual se adquirió.

El tiempo promedio entre fallas depende de muchos factores, uno de ellos es la edad, cuyo comportamiento se muestra en lo que se conoce como “la curva de la bañera”.

Patrón tradicional (curva de Davis).

Esta curva tiene tres regiones de falla; la de la vida temprana, la de vida útil y la del agotamiento; su vida útil permanece con una tasa de fallas constante las fallas tempranas obedecen a problemas en la instalación, desconocimiento del equipo, defectos de fábrica, daños durante el transporte, etc.

En este patrón se observan fallas tempranas pero no se llega a la etapa de agotamiento porque antes de llegar se sustituye el equipo casi siempre por actualizar la tecnología.

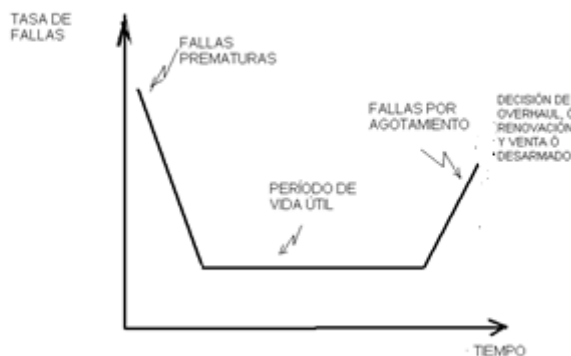


Figura 3-5 Curva de Davis.

En esta figura 3-6, en el patrón se observan fallas tempranas pero no se llega a la etapa de agotamiento porque antes de llegar se sustituye el equipo casi siempre por actualizar la tecnología.

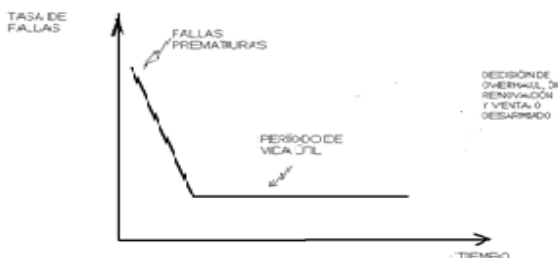


Figura 3-6.

En esta figura 3-7, en el patrón no se observan ni fallas prematuras ni fallas por agotamiento. Lo primero ocurre porque desde la fábrica prueban el equipo y los problemas de instalación se reducen.

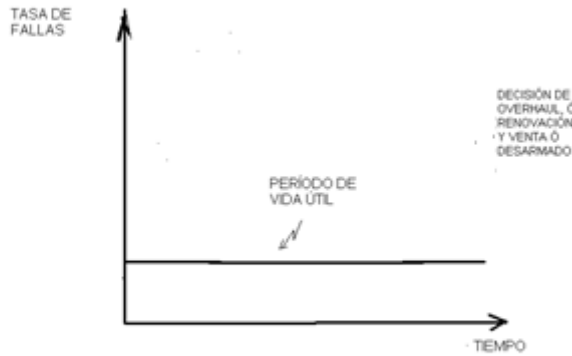


Figura 3-7.

En esta figura 3-8, en el patrón las fallas se comportan con un leve crecimiento constante.

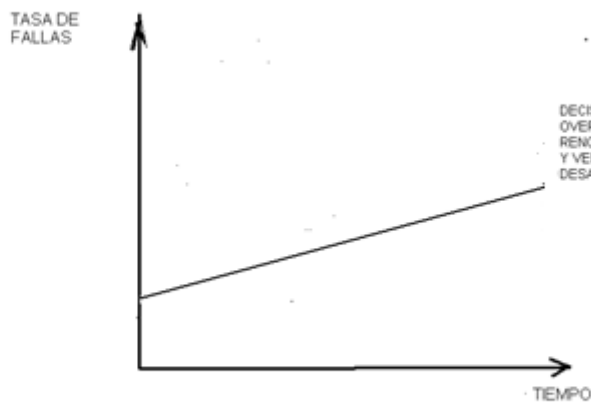


Figura 3-8.

Curva del costo mínimo.

Se observan los efectos, que se tienen al comparar una baja inversión en mantenimiento y los costos asociados.

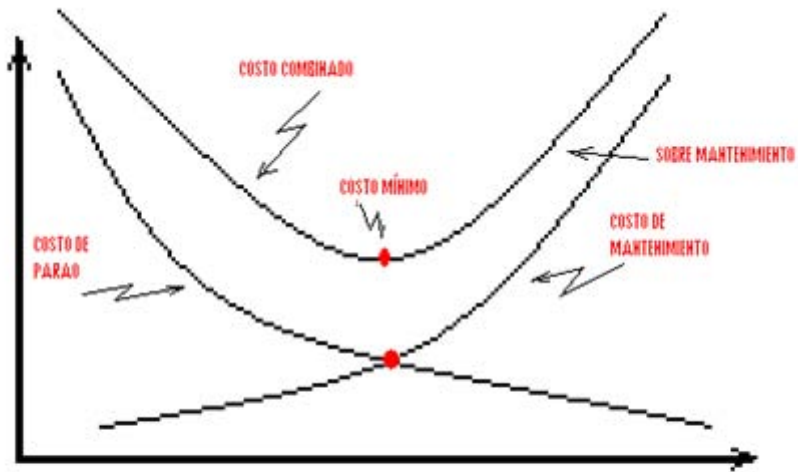


Figura 3-9 Costo mínimo.

IV. Mantenimiento preventivo y correctivo a los equipos de la subestación de rectificación, líneas “3 y 9”.

A. Resistencia de aislamiento.

Un método común de medición de resistencias de los aislamientos que tiene un rango de 0-1000 mega-ohm (MΩ), es mediante el uso de aparatos conocidos como *megggers*.

Este instrumento se utiliza para medir impedancia resistiva muy altas, como por ejemplo aquellas encontradas en el aislamiento de cables, entre los devanados de un motor, en los devanados de un transformador, etc.

Un multímetro normal no proporciona una indicación precisa arriba de 10 MΩ debido al bajo voltaje usado en el circuito del óhmetro. Los *megggers* pueden aplicar alto voltaje a un circuito bajo prueba y este voltaje produce una corriente cuando hay alguna fuga eléctrica, esto hace que sea un probador de aislamiento muy útil.

El *megger* es esencialmente un óhmetro portátil con una fuente de alto voltaje integrada, que puede ser un generador de corriente directa del tipo imanes permanentes o bien una batería.

El alto voltaje de prueba se produce por un circuito electrónico que usa una batería interna como fuente de energía.

El valor de la resistencia se despliega directamente en una pantalla de cristal líquido y el rango de voltaje se puede seleccionar mientras se lleva a cabo la prueba.

Para fines de exposición nos referimos al MEGOHMMETER Mod. 5060 de AEMC INSTRUMENTS.



Figura 4-1 MEGOHMMETER Mod. 5060 de AEMC INSTRUMENTS.

Para desarrollar esta prueba de resistencia de impedancia de aislamiento se aplicó el siguiente procedimiento indicado a continuación:

- a) Verificar el probador de aislamiento poniendo en corto sus puntas de prueba, esto debe indicar resistencia cero, si los cables de prueba se mantienen abiertos, el valor de resistencia debe indicar infinito.
- b) Aislar la sección por ser probada de la fuente de alimentación.
- c) Desconectar todas las lámparas o dispositivos electrónicos del circuito a ser probado.
- d) Seleccionar el voltaje de prueba apropiado para conducir la prueba, dependiendo del valor del sistema.
- e) Verificar las conexiones mientras se conduce la prueba, de manera que únicamente la parte a ser probada esté incluida en la prueba.
- f) No debe haber ninguna trayectoria de dispersión en paralelo.
- g) Verificar el instrumento para el índice de la aguja o cualquier otro ajuste necesario.
- h) Los cables de prueba a ser usados deben tener una buena calidad de aislamiento.
- i) Antes de iniciar la prueba, se debe asegurar que los devanados del circuito estén sin energía eléctrica, esto se hace conectando las terminales a un sistema puesta a tierra. En forma similar, después de la prueba se debe asegurar que estén descargados. Si esta condición no está dada, se tiene una lectura falsa.
- j) Después de poner en contacto las terminales del cable y de haber hecho la prueba, se debe descargar cualquier energía que pudiera estar almacenada en el cable durante la prueba; esto es lo que ocurre en la mayoría de los cables de gran longitud debido a su capacitancia, una forma de descargarlo es conectando al sistema de tierras.
- k) Donde se requiera la prueba del electrodo de tierra (es decir, la resistencia entre el electrodo y la masa general de tierra).

Ejemplo de la prueba de un transformador para rectificador marca Prolec:

A 5000 V AT vs BT hilo de guarda a tierra a 26 °C

Tiempo en Segundos	Resistencia en MΩ
15	333
30	435
45	492
1	533
2	614
3	652
4	673

5	687
6	697
7	705
8	710
9	715
10	718

B. Relación de transformación.

Para verificar la polaridad y la relación de transformación de los devanados, para asegurar que no exista cortocircuito entre vueltas o errores en las conexiones de las boquillas o cambiadores de derivaciones.

Esta prueba se realiza con el objetivo de comprobar la relación numérica entre las tensiones de vacío primaria y secundaria, relación que se guarda también entre el número de vueltas del devanado primario y el número de vueltas del devanado secundario.

La relación de transformación es el número de vueltas que se lleva el devanado de la alta tensión contra el número de vueltas del devanado de baja tensión. En este caso se realizaron pruebas a un Transformador de potencial, con un TTR que es un probador de relación de transformación y su uso general es en transformadores sin carga. Este dispositivo es muy complejo incluye un generador de excitación, transformador patrón de polaridad y relación variable conocida, amperímetro y voltímetro que indica la diferencia de tensiones entre el devanado de alta tensión del transformador bajo prueba y el correspondiente devanado del transformador patrón.

Para efectuar esta prueba, se necesita que el TP debe hallarse desenergizado y sus terminales de alta tensión y baja tensión deben estar desconectadas, sin embargo para mayor seguridad las conexiones de puesta a tierra se dejan conectados.

En la actualidad existen medidores de relación de transformación diseñados a base de microprocesadores que nos permite realizar la prueba en menor tiempo por su característica de ser digital. Además de contar un sistema programado para auto verificación, con este equipo se puede realizar mediciones del rango aproximado de 0.08 a 2700.

El TTR tiene cuatro terminales exteriores; dos terminales corresponden al circuito de excitación y dos al circuito de comparación. En cada par de terminales, están marcadas con negro y una con rojo para identificar la polaridad.

La terminales del circuito de excitación, se conectaron a las terminales de baja tensión del transformador bajo prueba con caimanes de conexión y las terminales del circuito de comparación, se conectaron a las terminales de alta tensión por medio de pinzas, poniendo a tensión de que la pinza y el caimán del mismo color, sean conectados a bornes de igual polaridad. Para fines de exposición nos referimos al Digital Transformer Ratiometer DTR Mod. 8500 de AEMC INSTRUMENTS.

- a) Con el transformador desenergizado se conectan los cables de prueba del TTR, como se observa en la figura 4.2.
- b) Se enciende el TTR y se selecciona el método de prueba: VT/PT(para transformadores de tensión o transformadores de instrumento de potencial)
- c) Cuando el instrumento de prueba se encuentre listo para realizar la prueba, se presiona el botón TEST (prueba) para iniciar la prueba. Después de un breve ciclo en la pantalla se mostrara los valores de relación de transformación, polaridad y corriente de excitación.
- d) Cuando el equipo se encuentra en el modo VT/Pt el TTR desplegara en la pantalla “VT/PT test mode ready” después de iniciar la secuencia de encendido. Este mensaje indica que el TTR está listo para iniciar la prueba. Se presiona el botón TEST una vez. Por precaución esta prueba no debe haber personal trabajando con el transformador.
- e) El mensaje “TEST to Check Continuity” es mostrado por 3 segundos. Si una prueba de continuidad es deseada, deberá presionarse el botón “TEST”. Los resultados de la prueba de continuidad serán mostrados como “Cont Open” para conexiones de alta (H) y baja tensión (X), el TTR indica “Open” para circuito con resistencia mayor a 2 k Ω y “CONT” para circuitos con resistencia menor a 2 k Ω .
- f) Una vez que los resultados han sido registrados, se presiona el botón “TEST” para iniciar otra prueba.



Figura 4-2 Digital Transformer Ratiometer DTR Mod. 8500 de AEMC INSTRUMENTS.

C. Rigidez dieléctrica.

Los transformadores y equipos eléctricos contiene un medio aislante en sus circuitos eléctricos, que pueden ser resinas, aceites o gases, en los transformadores de tipo seco usan resina epóxica como aislamiento en aquellos sitios en donde no se pueda utilizar el aceite y para tensiones hasta 34.5 kV. La principal razón es que los transformadores de resina epóxica están limitados en su capacidad tanto en voltaje como en corriente, además de las dificultades que tiene para instalar los cambiadores de derivaciones (Taps) con carga y por supuesto las limitantes de las altas temperaturas, que no son para operar en ambientes exteriores. Esta limitante es la que hace que los transformadores con aislamiento en aceite sean más usados en muchas instalaciones, ya que pueden operar en tensiones hasta de 1000 kV y potencias de cientos de MVA. Debido a que el aceite mineral se obtiene del petróleo crudo, es una mezcla de un gran número de hidrocarburos, los cuales difieren uno de otro en su estructura molecular y peso. El aceite en un transformador y disyuntores de mediana tensión, básicamente sirve para tres propósitos cuando un transformador está en operación:

- a) Las propiedades de aislamiento (dieléctricas) del aceite aseguran el buen aislamiento requerido entre los devanados de distintas fases y entre los devanados y el núcleo.
- b) El aceite también actúa como enfriador y la elevación en su temperatura es un indicador de sobrecarga en el transformador.
- c) También actúa como medio de extinción del arco eléctrico, como hace el aceite en los interruptores en aceite.

Durante su operación, el aceite presenta problemas de oxidación, conduciendo a la formación de peróxidos, agua y ácidos orgánicos conjuntamente con los dos. Estos productos llevan al deterioro del funcionamiento del equipo. Adicionalmente, chispas y descargas en el interior del transformador llevan a la desintegración del aceite, conduciendo a la formación de gases, los cuales permanecen disueltos principalmente en el aceite.

La pronta detección del deterioro del aceite lleva a un incremento considerable en la vida del mismo y mejorara el comportamiento del transformador. Es práctica usual para los fabricantes de aceite, proporcionar un reporte de prueba confirmando la condición del aceite, de manera que satisfaga los requerimientos de norma. Por lo tanto, un fabricante de transformadores normalmente no lleva a cabo pruebas de aceite para verificar las características cuando entregan el transformador, pero es responsabilidad del comprador asegurarse que el fabricante del transformador sí envíe el reporte de prueba y que el aceite sea manipulado en forma apropiada en la fábrica del transformador. En el caso de que transcurra demasiado tiempo entre la prueba del aceite por el fabricante y la prueba del transformador, es necesario que se verifiquen todos los parámetros del aceite haciendo una prueba sobre una pequeña muestra del mismo; esto se debe hacer por algún laboratorio que este Certificado. La vida del aceite aislante

del transformador está también basada en la temperatura de operación, como se muestra en la tabla siguiente:

TEMPERATURA DE OPERACIÓN	VIDA DEL ACEITE DEL TRANSFORMADOR
60 °C	20 años
70 °C	10 años
80 °C	5 años
90 °C	2.5 años
100 °C	13 meses
110 °C	7 meses

Una de las causas principales de fallas en equipos que usan aceite como aislante es la pérdida de las propiedades del aceite aislante que se afectan durante las condiciones de operación.

D. Sistema de tierra.

Un sistema de tierras es el conjunto de elementos tales como la red o malla de conductores, electrodos o varillas de tierra, conectores y conductores de puesta a tierra de los diversos equipos, que interconectados en una forma adecuada en un determinado terreno, nos permite obtener un circuito eléctrico de baja resistencia, el cual nos sirve para poder conectar a tierra todos los elementos de la instalación que así lo requieran.

En el diseño y proyecto de las instalaciones destinadas al suministro o a la utilización de la energía eléctrica, una de las mayores preocupaciones de los ingenieros de diseño ha sido como conectar a tierra los equipos eléctricos de una manera apropiada y segura, este problema existe en todos los campos de la ingeniería eléctrica, desde las bajas corrientes a tierra de los equipos electrónicos de estado sólido, hasta las altas corrientes a tierra de las grandes subestaciones de alta tensión.

Debido a las altas corrientes de falla es esencial un buen sistema de tierras en todas las partes de un sistema eléctrico, ya sea en las subestaciones eléctricas o en los equipos de baja tensión.

En las subestaciones eléctricas, uno de los aspectos principales para la protección contra las sobre tensiones, ya sean de origen interno o externo es el de disponer de un adecuado sistema de tierras al cual se conectan los neutros de los equipos eléctricos y todas aquellas partes metálicas que deben estar al potencial de tierra.

La finalidad de este trabajo es proporcionar la información y recomendaciones necesarias para poder realizar un adecuado mantenimiento del sistema de tierra para las subestaciones eléctricas.

Funciones principales del sistema de tierra.

Las instalaciones eléctricas y las subestaciones deben tener un adecuado sistema de tierras al cual se deben conectar todos los elementos de la instalación que requieran de conexión a tierra para:

- a).- Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes debidas a una falla de tierra del sistema o la operación de un apartarrayos.
- b).- Asegurar que una persona que se encuentre dentro de la vecindad del sistema de tierras no esté fácilmente expuesta al peligro de descargas eléctricas críticas.
- c).- Facilitar la operación de los dispositivos de protección adecuados, para la eliminación de las fallas a tierra.
- d).- Evitar la aparición de potencial en el neutro de un sistema en estrella aterrizado.
- e).- Proveer un medio para disipar las corrientes eléctricas a tierra, sin que se excedan los límites de operación de los equipos.
- f).- Proveer una conexión a tierra para el punto neutro de los equipos que así lo requieran (transformadores, reactores, etc.).

Condiciones de peligro

Durante la condición de falla a tierra, el flujo de la corriente a tierra producirá gradientes de potencial dentro y alrededor de la subestación.

A menos que las debidas precauciones sean tomadas en cuenta en el diseño, los máximos gradientes de potencial a lo largo de la superficie de la tierra durante las condiciones de falla a tierra pueden ser de magnitud suficiente para poner en peligro a una persona dentro de la subestación. Además, las diferencias de potencial peligrosas pueden desarrollarse entre estructuras o carcasas de equipo que estén aterrizados y la tierra más próxima, las circunstancias que pueden producir posibles accidentes de descargas eléctricas son:

- a).- Corrientes de falla a tierra relativamente altas en relación con el área del sistema de tierra y su resistencia de tierra.
- b).- Resistividad del suelo y distribución de las corrientes de tierra tales que puedan producirse elevados gradientes de potencial en la superficie de la tierra.
- c).- Presencia de un individuo en un punto, tiempo y posición tales que el cuerpo sea un puente entre dos puntos de una elevada diferencia de potencial.
- d).- Ausencia de suficiente resistencia de contacto u otras resistencias serie que limiten la corriente a través del cuerpo a un valor seguro bajo las circunstancias anteriores.
- e).- Duración de la falla, del contacto del cuerpo y por lo tanto el flujo de corriente a través del cuerpo humano por un tiempo suficiente para causar daño dada la intensidad de corriente.

RESISTIVIDAD DEL SUELO

Existen, gran número de tablas que muestran los rangos de resistividad de varios tipos de suelos y piedra. La resistividad se mide en Ohm-metro, Ohm-cm., etc. Existen dos formas para determinar la resistividad de un terreno, una es empírica mediante tablas y conocimiento del terreno y la otra es efectuando mediciones directamente en el terreno.

Una clasificación general es la siguiente:

CLASE DE TERRENO	RESISTENCIA Ω-m
Terreno húmedo (suelo orgánico)	10-50
Terreno de cultivo arcilloso	100
Tierra arenosa húmeda	200
Tierra arenosa seca (suelo seco)	1000
Tierra con guijarros o cemento	1000
Suelo rocoso húmedo (piedra molida húmeda)	3000
Roca compacta	10000

Cuando se mide la resistencia de tierra de un sistema que contiene varias varillas de tierra, las distancias requeridas por los electrodos están basadas en la longitud de la diagonal del sistema completo. El método más comúnmente usado es el del 62% y el equipo utilizado puede ser un megger mca, AEMC Modelo 8610.

E. Subestación de rectificación del metro líneas 3 y 9.

Los trenes eléctricos de la Línea 3 y 9 funcionan con corriente directa, donde lo toma por las vías de rodadura neumática, están conformadas por 3 elementos: riel de pista por donde las llantas de caucho del metro se desplazan; barras guía encargadas de dar electricidad a los trenes del metro con una carga de 750 Vcc, y rieles de emergencia utilizados en caso de que una llanta de algún vagón se desinflen o para hacer cambios de vía.

La energía que alimenta a las vías de línea 3 y 9 proviene de una subestación eléctrica de rectificación, esta se encarga de transformar la energía eléctrica de corriente alterna, de un voltaje de 23 000 volts a corriente directa, por lo general cada estación del metro cuenta con una de ellas, pero se encuentran alojadas en edificios de concreto armado, además de estar aislados de las instalaciones de servicio.

La subestación eléctrica de rectificación se le llaman SR, en las SR intervienen principalmente tres coordinaciones para el óptimo funcionamiento del equipo eléctrico que son: coordinación de alta tensión, coordinación de baja tensión, coordinación de control y automatización. La Coordinación de Alta Tensión a través de sus Secciones, es responsable de efectuar el Mantenimiento Correctivo a los equipos a su cargo. Para efectos de distribución interna de

cargas de trabajo y atención inmediata de las mismas, la Coordinación de Alta Tensión III, tiene a su cargo subestaciones de rectificación de Líneas 3 (Coyoacán a Universidad) y 9 (Chabacano a Patriotismo), Subestación Eléctrica de Alta Tensión (SEAT) Estrella, Cables de energía en 23 kV de alumbrado y tracción, Cables de energía en 230 kV, Cabeceras de Alumbrado y Fuerza de Línea 9 (Chabacano y Tacubaya).

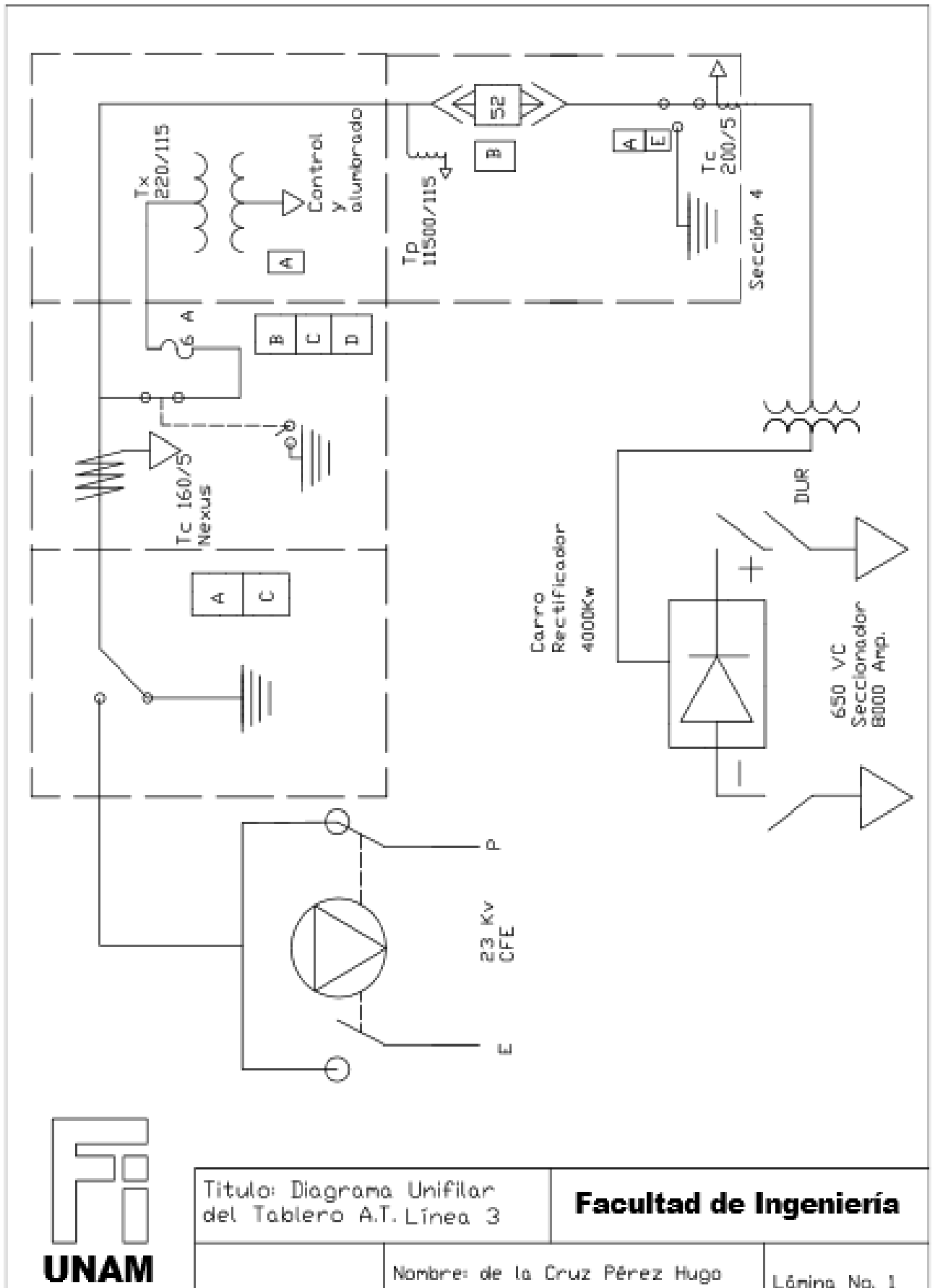


Figura 4-3 Diagrama Unifilar línea 3.

Subestaciones SR Línea 3 y sus Acrónimos		Subestaciones SR Línea 9	
Universidad UNI		Tacubaya	TCY9
Copilco	COP	Patriotismo	PAT
Miguel Ángel de Quevedo	QUE	Chilpancingo	CHI
Viveros	VIV	Centro Médico 9	CME9
Coyoacán	COY	Lázaro Cárdenas	LCA
		Chabacano	CHB9



Figura 4-4 Entrada a la Subestación de rectificación.

F. Protocolos para ingresar a las SR (Subestación de rectificación).

Para poder ingresar a una subestación de rectificación se tiene un orden jerárquico - administrativo que es el siguiente: PDC/CEE CORRESPONDIENTE (OPERADOR), donde su función es hacer la libranza a distancia vía telefónica e indica los datos de la misma, proporciona su nombre completo, número de expediente.

SECCIÓN ALTA TENSIÓN (PERSONAL DE LA JEFATURA). Recibe reporte, registra en el formato "Reporte Diario de Trabajo" los datos que corresponden a la Recepción Reporte e informa al Responsable de Turno.

SECCIÓN ALTA TENSIÓN (RESPONSABLE DE TURNO). Recaba datos, verifica personal disponible, asigna actividades y comunica al Responsable del Grupo para la atención de la misma.

SECCIÓN ALTA TENSIÓN (RESPONSABLE DE GRUPO). Recibe información de las actividades a realizar, valora características, y determina los recursos humanos, materiales y de transporte para llevar a cabo las actividades de Mantenimiento.

Solicita al PDC/CEE y/o PCC/PCL correspondiente, la autorización conforme a los lineamientos establecidos para ingresar a Subestaciones de Rectificación, Cabeceras de Alumbrado y Fuerza y en su caso, Descenso a Vías.

Se traslada con el Grupo de Trabajo al sitio donde se presenta el mantenimiento y /o maniobra, se identifican con el personal de vigilancia o policía contratada para que les dé el acceso a las áreas restringidas o en su caso, ingresan con las llaves a resguardo de la sección previo aviso con el PDC/CEE y CEO.

Verifica condiciones de seguridad (medios de seccionamiento abiertos), realiza los trabajos de revisión y reparación de los equipos y/o instalaciones en conjunto con el grupo de trabajo.

Efectúa en coordinación con el operador del PDC/CEE las pruebas eléctricas de mando local o a distancia, necesarias a los equipos e instalaciones intervenidas.

Informa al PDC/CEE y/o PCC/PCL correspondiente, la conclusión de los trabajos, proporcionando los datos de la intervención, así como la salida de la Subestación de Rectificación, Cabeceras de Alumbrado y Fuerza y/o Ascenso de Vías.

Al final del turno solicita al Grupo de Trabajo el informe de actividades efectuadas y realiza el llenado del “Reporte Diario de Trabajo”, entrega el reporte al responsable de turno.

SECCIÓN DE ALTA TENSIÓN (RESPONSABLE DE TURNO). Recibe “Reporte Diario de Trabajo”, verifica las actividades que reportaron y firma de conformidad, envía a la jefatura.

SECCIÓN DE ALTA TENSIÓN (JEFATURA). Recibe “Reporte Diario de Trabajo” en original, revisa la información de las averías y/o, maniobras atendidas, firma de Vo. Bo. y envía a la Coordinación.

COORDINACION DE ALTA TENSIÓN (ÁREA DE PROGRAMACIÓN Y CONTROL). Recibe original el “Reporte Diario de Trabajo”, revisa, obtiene los datos requeridos, devuelve a la sección, captura en la base de datos y elabora estadísticas de averías.

SECCIÓN DE ALTA TENSIÓN (JEFATURA). Recibe en original el “Reporte Diario de Trabajo”, y archiva para elaborar la evaluación mensual.

La subestación contiene cuatro secciones, además del carro rectificador, disyuntor ultra rápido, armario de automaticidad, enlace y protecciones en

donde se aloja en un edificio de concreto, el transformador de potencia se encuentra en la intemperie son los equipos que interviene el personal de alta tensión III.

Además de un edificio, donde se tiene la acometida de 23 kV donde suministra energía la CFE; dentro del edificio que solo el personal de CFE tiene acceso, hay equipos de medición y dos alimentadores basculantes llamados preferente y emergente. Este tipo de subestaciones se le llaman descentralizados, debido a que CFE hace las libranzas, sin embargo en líneas como las 8 y 12, son centralizados y los alimenta una subestación compacta de SF6 de 230/23 kV llamada SEAT-Estrella.

Métodos, procedimientos y técnicas para las pruebas de mantenimiento preventivo de equipo eléctrico.

Las Maniobras de Seguridad para librar la Subestación de 23kV.
(Ampliaciones de Línea 1, 2, 3)

- a) Solicitar, telefónicamente al Operador de Despacho de Carga, la Libranza de la Subestación de Rectificación.
- b) Cambiar de posición el conmutador "KCL" a la posición Local-Desembrague DMT.
- c) Verificar físicamente que los Disyuntores DMT y DUR estén en posición ABIERTO y por lo tanto desenergizado y que no exista potencial.
- d) Abrir los Seccionadores de 8000 amperes y aislar el equipo a intervenir.
- e) Abierto el D.M.T. se bloquea con la llave "B" y desembrocha. Liberada la llave "B" se procede a cerrar el Seccionador de tierra, liberando la llave "C".
- f) Abrir el Seccionador de protección transformador, liberar la llave "A" y con la llave "D" cerrar la cuchilla de tierra.
- g) Liberar la llave "A" del Seccionador de protección transformador, con la llave "A" y con la llave "C" desbloquear el desconectador principal y abrir el Seccionador de Enlace que conecta con CFE, antes de abrir las puertas de acceso, cuando sea necesario efectuar el mantenimiento al interior de las Celdas de 23 kV.
- h) Abrir el Seccionador de Enlace de la acometida de 23 kV con la Compañía Suministradora de Energía Eléctrica (CFE), para aislar el equipo a intervenir, antes de abrir las puertas de acceso, cuando sea necesario efectuar el mantenimiento al interior de las Celdas de 23 kV.
- i) Verificar que en la lámpara testigo que se encuentran ubicadas en la parte superior de la celda no exista potencial disponible.
- j) Abrir las puertas de las celdas y nuevamente verificar con el detector de presencia de tensión portátil que se tenga ausencia de potencial en 23 Kv.

k) Conectar el equipo portátil de puesta a tierra.

Las Maniobras de Seguridad para librar la Subestación de 23 kV. (Línea 9)

- a) Solicitar, telefónicamente al Operador de Despacho de Carga, la libranza de la subestación de Rectificación.
- b) Cambiar de posición el conmutador "KCL" a la posición Local-Desembrague DMT.
- c) Verificar que los Disyuntores DMT y DUR estén en posición ABIERTO y por lo tanto desenergizado y que no exista potencial.
- d) Abierto el DMT se bloquea con la llave "B" y se libera esta llave, se desembrocha DMT. Se procede a cerrar el seccionador de tierra, liberando la llave "E".
- e) Con la llave "E" se tiene acceso a los Seccionadores de 8000 A. Se desbloquea la palanca del Seccionador Positivo, liberando la llave "F", se procede a la apertura de los Seccionadores de 8000 A.
- f) Con la llave "B" se desbloquea seccionador de protección transformador, se abre seccionador y se libera la llave "C".
- g) Con la llave "C" se desbloquea el seccionador de enlace con CFE
- h) Con la llave "A" se tiene acceso a las celdas: seccionador protección del transformador de auxiliares, transformador de auxiliares, D.M.T.
- i) Con la llave "F" se tiene acceso a las celdas del transformador de 4515 kVA, rectificador de 4000 kW, disyuntor ultra rápido. Verificar que en la lámpara testigo no exista potencial disponible que se encuentran ubicadas en la parte superior de la celda.
- j) Abrir las puertas de las celdas y nuevamente verificar con el detector de presencia de tensión portátil que se tenga ausencia de potencial en 23 kV.
- k) Conectar el equipo portátil de puesta a tierra.



Figura 4-5 Leyendas instaladas en paredes de la SR (subestación de rectificación).

G. Armarios.

Los armarios contiene todo los relés, protecciones y fusibles, consta en tres gabinetes, aquí se encuentra el conmutador K.C.L. que sirve para operar la subestación vía remota, manual o de prueba, sin embargo aquí solo se hace limpieza exterior y revisión de los fusibles.

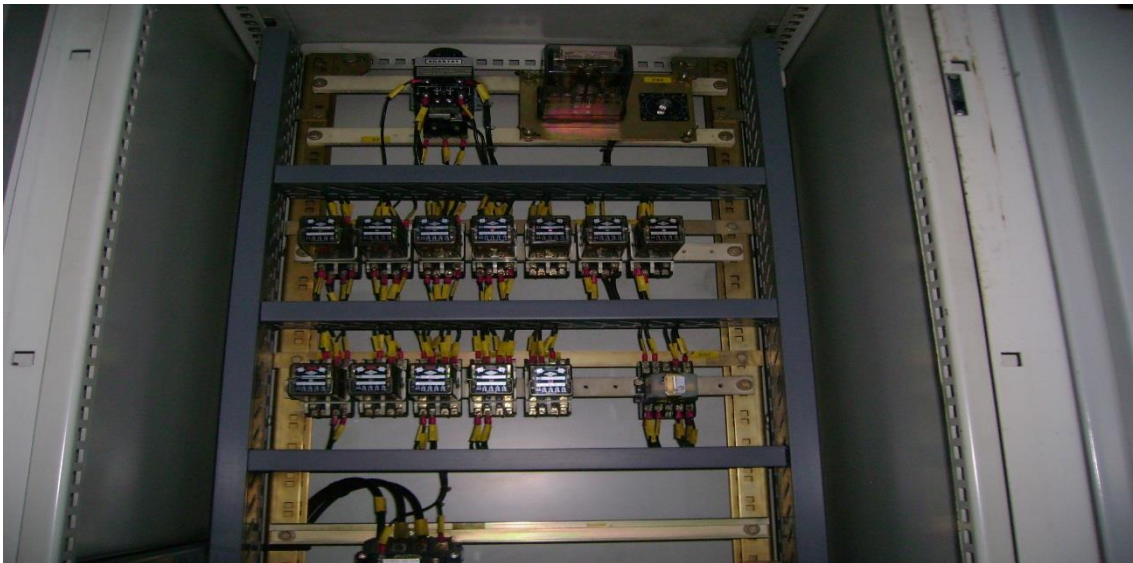


Figura 4-6 Armario de los relevadores.

H. Sección 1 posterior a la acometida.

Para intervenir a la sección 1 de las celdas de 23 kV deberán solicitar a PDC, la libranza a CFE y abrir los seccionadores de salida de rectificador.

Antes de intervenir, cualquier equipo verifique siempre que se encuentran en libranza, desconectados y firmemente aterrizados.



Figura 4-7 Sección 1.

Para el mantenimiento:

En este rubro se contempla aquellos utensilios, que están destinados a ser utilizados durante el mantenimiento de la sección 1, de los cuales están relacionados algunos.

- a) Líquido desengrasante Key
- b) Fibra verde
- c) Grasa lubricante
- d) Afloja todo
- e) Detergente
- f) Brochas
- g) Escobas
- h) Estopa
- i) Franela
- j) Cubetas
- k) Aspiradoras

- l) Juego de llaves
- m) Juego de desarmadores
- n) Lámpara portátil
- o) Pinzas electricista
- p) Pinza de corte
- q) Pinzas de presión
- r) Pinzas de punta
- s) Cinta de aislar
- t) Llaves de perico
- u) Llaves Allen
- v) Juego de dados
- w) Solvente
- x) Vaselina neutra
- y) Multímetro
- z) Aspiradora
- 1. Gabinetes de alta tensión.

El gabinete de alta tensión consta en un Tablero de alta tensión tipo blindado (Metal Cland), Marca Alsthom de México, S.A. y cuchillas seccionadoras puestas a tierra tipo "L" además de contener las cerraduras A y C.

Una vez que la subestación se encuentra desenergizada, aterrizada y cortocircuitada su acometida, se procede a realizar las siguientes actividades:

Limpieza y ajuste de mecanismos.

- a) Se realiza una inspección visual para verificar el estado real que guarda los componentes internos de la sección 1.
- b) Se efectúa el aspirado de las trincheras y del tablero interior y exterior, con la finalidad de no levantar polvo o elementos extraños que se puedan encontrar, además de efectuar limpieza con franelas húmedas en la partes cuerpo del tablero.
- c) Se verifica la correcta operación de chapas, candados, llaves y que las puertas de celda se encuentren en buen estado y se lubrican.



Figura 4-8 Gabinete de Alta Tensión.

2. Juego de cuchillas de apertura sin carga.

- a) Se realiza inspección visual para verificar el estado de las cuchillas.
- b) Se efectúa limpieza en los puntos de contacto y la parte conductora de las cuchillas con una fibra verde, después se procede a limpiarse con estopa con solvente.
- c) Se retira los residuos de grasa que puedan existir en la parte de cuchillas y se aplica vaselina neutra nuevamente.
- d) Se aprieta toda la tornillería, por si existiera alguna que se encuentre floja.
- e) Se verifica los resortes de los mecanismos y en su caso que se requiera, se les puede aplicar afloja todo en aerosol.
- f) Se prueban la operación de todos los mecanismos en la posición del circuito cerrado y circuito cerrado y circuito abierto, en caso de alguna alteración en su operación se realizan los ajusten necesarios.

3. Buses de 23 kV y aisladores.

- a) Se efectúa la limpieza igualmente fina de las barras de cobre con la utilización del solvente y estopa.
- b) En los aisladores se efectúa una revisión de los estados de los aisladores y se retira polvo y se ajusta la tornillería.

Para intervenir a las secciones No. 2,3 y 4 de las celdas de 23 kV deberán de asegurarse abrir el seccionador de llegada de la sección 1 y los seccionadores de salida del rectificador.

4. Juego de cuchillas para conexión a tierra.

- a) Se efectúa la limpieza en las barras de cobre con fibra verde.
- b) Las cámaras de extinción hace una revisión visual, para observar si se encuentra en buen estado.

I. Sección 2, protecciones a transformador auxiliar (TX).

1. Interruptor en aire.

- a) Se realiza inspección visual para verificar el estado del interruptor y la cámara de arco.
- b) Se efectúa limpieza en los puntos de contacto y la parte conductora del interruptor con una fibra verde después se procede a limpiarse con estopa y solvente.
- c) Se aprieta toda la tornillería, por si existiera alguna que se encuentre floja.
- d) Se verifica los resortes de los mecanismos y en su caso que se requiera, se les puede aplicar afloja todo en aerosol.
- e) Se prueban la operación de todos los mecanismos en la posición del circuito cerrado y circuito abierto, en caso de alguna alteración en su operación se realizan los ajustes necesarios.



Figura 4-9 cámaras de extinción de arco en aire.

2. Fusible para transformador auxiliar.
 - a) Se retiran los fusibles y se realizan inspección visual.
 - b) A porta fusible y la parte del fusible que se conecta en esta, se retira el óxido y en caso de existir flámeos, se quita con fibra verde y se limpia con un trapo seco y se vuelve colocar en su lugar.



Figura 4-10 Fusibles para el transformador Tx.

3. Juego de cuchillas para conexión a tierra.

- a) Se realiza inspección visual para verificar el estado de las cuchillas.
- b) Se efectúa limpieza en los puntos de contacto y la parte conductora de las cuchillas con una fibra verde, limpieza con un trapo seco.

- c) Se pone vaselina a las puntas de contacto.
- d) Se aprieta toda la tornillería.
- e) Se verifica los resortes de los mecanismos y en su caso que se requiera, se les aplica afloja todo en aerosol.
- f) Se prueban la operación de todos los mecanismos en la posición del circuito cerrado y circuito abierto, en caso de alguna alteración en su operación se realizan los ajustes necesarios.

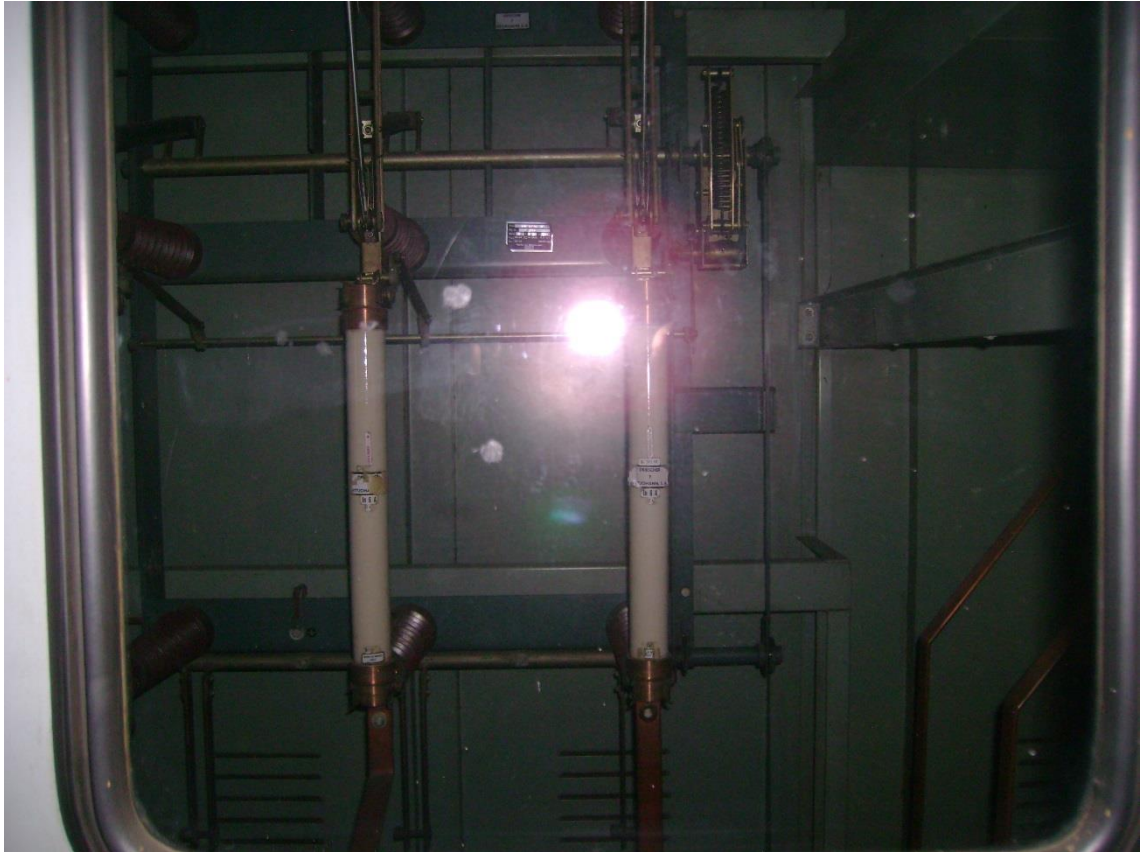


Figura 4-11 cuchillas para conexión a tierra.

J. Sección 3, transformador auxiliar.

En esta sección se encuentra un transformador, llamado transformador auxiliar, es el encargado de alimentar voltaje de 220/127 a los equipos de control y alumbrado de la subestación, además de contener la cerradura A.

- a) Se realiza una inspección visual para verificar el estado real que guarda los componentes del transformador.
- b) Se efectúa el aspirado de las trincheras y del tablero interior y exterior, con la finalidad de no levantar polvo o elementos extraños que se puedan encontrar, además de efectuar limpieza con franelas húmedas en la partes cuerpo del tablero.
- c) Se verifica la correcta operación de chapas, candados, llaves y que las puertas de celda se encuentren en buen estado y se lubrican.

- d) Se efectúa limpieza en los puntos de contacto y la parte de buses con una fibra verde después se procede a limpiarse con estopa y solvente.
- e) Se aprieta toda la tornillería, por si existiera alguna que se encuentre floja.
- f) En los aisladores, tanque y boquillas del transformador se efectúa una revisión del estado, se retira polvo con estopa y solvente además se ajusta la tornillería.



Figura 4-12 Transformador auxiliar (TX)

K. Sección 4, disyuntor mediana tensión (DMT).

En esta área se encuentra el Disyuntor de Mediana Tensión (DMT) de hexafluoruro de azufre (Línea 9) o de pequeño volumen de aceite (Línea 3) además de las cerraduras A y en su caso E, línea 9.

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

La diferencia entre un DMT SF6 y uno de Pequeño volumen de aceite, es el tamaño, así como el medio con el que extingue el arco eléctrico, el de pequeño volumen de aceite, es un equipo grande que contiene aceite, que usa el transformador para extinguir el arco eléctrico, además de ser un equipo obsoleto, en cambio el de SF6 es un equipo nuevo, pequeño y su medio para extinguir el

arco eléctrico es por gas SF6. Las pruebas de campo tienen como objetivo, verificar el estado, la correcta operación y calibración del sistema electromecánico.

Si el resultado de la prueba indica una mala operación, se le debe dar mantenimiento.

Características generales del DMT son:

Mando por resorte con reposición eléctrica y manual.

Para interruptor:

Motor Tensión 220 V a 60 Hz.

Cierre 220 V 60 Hz.

Desenganche 220 V a 60 Hz.

Se retira el DMT de hexafloruro de azufre, automáticamente se desconecta al bus de 23 kV y se conecta a tierra.

Se desconecta la ficha.

Con la palanca L se gira para liberar el DMT.

Se desenergiza los muelles del DMT para proceder limpieza.

Se verifica el estado de las gargantas, se realiza limpieza a las partes conductoras, mediante un lavado con solvente, con ayuda de las brochas para retirar suciedad, además de las piezas movibles dejándolo secar, para después lubricar con vaselina neutra a las mismas.

Los aisladores se limpian con estopa y solvente mientras que el gabinete se limpia con trapos húmedos.

Se le engrasa las partes mecánicas como el la cadena de armado de engranes y la pista para salida o entrada del DMT.

Se revisan los contactos, micros, motor eléctrico (bifásico) y cables para verificar el óptimo funcionamiento, además se hace limpieza con brocha y thinner.

Una vez terminado el mantenimiento y secado el equipo, se procede a armar manualmente el DMT con la palanca T, para verificar su óptimo funcionamiento de las partes mecánicas.

Pasando la prueba mecánica se procede a conectarlo en su celda, mediante la palanca L y conectan su ficha a su respectivo conector.

Se procede cambiar de posición el conmutador "KCL" a posición Local-embrague DMT donde se hacen pruebas de vacío, principalmente para verificar el armado del DMT (se tensionan los resortes), pasando las pruebas se reconecta al circuito eléctrico de 23 kV a la vez se liberan la conexión a tierra, además se procede cambiar de posición el conmutador "KCL" a posición a Distancia y está listo para operar.

Se llama a PCC y se indica que se terminó con el mantenimiento programado, PCC obtiene el gobierno de la SR.

Se “desengancha” el DMT de pequeño volumen de aceite, automáticamente se desconecta al bus de 23kV y se conecta a tierra.

Se desconecta la ficha.

Se desenergiza los muelles del DMT para proceder con la limpieza.

Se verifica el estado de las gargantas, se hace limpieza con solvente y brochas a todas las partes metálicas conductoras y con piezas movibles, dejándolo secar, para después lubricar con vaselina neutra a las mismas.

Limpieza, tornillería, lubricación, revisión de aisladores, medición de resistencias, medición de tensiones, ajustes a revisar, distancia de los contactores principales, longitud de resortes de contactores principales.

Los aisladores se limpian con estopa y solvente mientras que el gabinete se limpia con trapos húmedos.

Se le engrasa las partes mecánicas, como la cadena de armado, engranes, debido a que el DMT de pequeño volumen de aceite es obsoleto y grande, no se retira del lugar además de que se evita dañar partes de difícil reposición.

Se revisan los contactos, micros, motor eléctrico (bifásico) y cables para verificar el óptimo funcionamiento además se hace limpieza con brocha y tiner.

Una vez terminado el mantenimiento, y secado el equipo se procede a armar manualmente el DMT con la palanca T para verificar su óptimo funcionamiento de la parte mecánica.

Pasando la prueba mecánica se procede a conectarlo en su celda y conectan su ficha a su respectivo conector.

Se procede cambiar de posición el conmutador “KCL” a posición Local-embrague DMT, donde se hacen pruebas tres veces, principalmente para el armado con el motor (se tensionan los resortes) DMT, pasando las pruebas se reconecta al circuito eléctrico de 23 kV a la vez se libera la conexión a tierra, además se procede cambiar de posición el conmutador “KCL” a posición a Distancia y está listo para operar.

Se llama a PCC y se indica que termino con el mantenimiento programado, PCC obtiene el gobierno de la SR.



Figura 4-13 Disyuntor de mediana tensión en hexafluoruro de azufre.



Figura 4-14 Disyuntor de mediana tensión de pequeño volumen de aceite.

L. Transformador de potencia (TP).

Para intervenir al transformador principal o al rectificador, debe solicitar P.C.C. la apertura del Disyuntor DMT y desembrochar de su celda, colocar el conmutador KCL en desembrague local, así como abrir los seccionadores de salida del rectificador.

La principal característica del transformador de potencia es:

Transformador trifásico para rectificador.

Para línea 3 la marca es IEM, para la línea 9 la marca del transformador es PROLEC.

Fases 3 a 60 Hz.	23 kV en el devanado primario o Alta
Potencia 4515 kVA	570 V en el devanado secundario o baja
Devanados primarios conectados en estrella	Devanado secundario conectados en delta y hexafásico.
tipo de enfriamiento OA	Sin llave de cierre en el tanque conservador.

Los transformadores son de los elementos más importantes en una subestación y deben ser los más confiables, se debe verificar lo siguiente:

- Que 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.

Una vez realizadas estas acciones básicas de seguridad podemos realizar en general, las siguientes actividades:

- 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 limpieza, se hace por medio de una hidrolavadora con una mezcla de agua y aceite lavando toda la área de aisladores, cuerpo del transformador, además los buses se retiran y se limpian con fibra verde además se liján conectores de los buses del transformador, así como del cable, según sea necesario.

- Eliminar cualquier material que pueda impedir la libre circulación de aire alrededor de un transformador.

- Las áreas donde se encuentran instalados los transformadores, estén limpias y en orden, permitiendo el desarrollo de las actividades para las que fueron destinadas.
- Los transformadores estén libres de fugas de aceite.
- Los transformadores cuenten con instalación de dispositivos de conexión a tierra.
- Estén instalados extintores contra incendios en el área de trabajo.
- Los extintores estén colocados en lugares visibles, de fácil acceso y libres de obstáculos.



Figura 4-15 Transformador de potencia.

M. Carro rectificador.

El carro rectificador es el equipo que transforma el voltaje de 570 volts de corriente alterna a 750 volts de corriente directa, mediante diodos de potencia.

Otra gran diferencia es el carro rectificador en la Línea 3, contiene 30 diodos conectado mediante cuchillas mordazas y trenzas con el transformador de potencia, así como a bus es seccionadores de 8000 amperes, además en el cuerpo rectificador contiene el DUR y tiene llantas para retirar el equipo.

El “carro” de línea 9, es de 36 diodos conectados mediante buses de barra, que solo contienen empalmes flexibles para mantener la flexibilidad en el juego de barras conectado con el transformador, carro rectificador y DUR, además de no contener el DUR ni las llantas para moverlo de su lugar.

Se desembrocha el carro rectificador del Transformador de potencia y del buses que llegan a los seccionadores de 8 (llamados así por la capacidad de corriente), se desconecta las ficha, la puesta tierra y se retira el carro.

Primero se aspira todo el polvo mediante una aspiradora en todo el cuerpo de carro rectificador, después se procede a verificar la tornillería y los fusibles (debido a que como es equipo viejo cuando manda alarma de falla, es comúnmente se debe a tener conexión floja de los fusibles) que protegen a los, diodos procediéndose a limpiar con solvente, brocha según sea el caso.

En las mordazas y puntos de conexión, como son los seccionadores, se retira la vaselina vieja, se limpian con brocha y solvente dejándose secar para después lubricar en las partes de conexión con vaselina nueva.

El cuerpo del rectificador debido a que contiene un baño de plata, se evita el uso de abrasivos solo se limpia con estopa y solvente, se limpia el piso y se verifican los cables.

Se vuelve a conectar el carro rectificador con su respectivos contactos y después se conecta al transformador de potencia y al bus seccionadores 8000 Amperes.

El mantenimiento del carro rectificador de la línea 9, se hace en sitio la diferencia también radica en que rectificadores de línea 3 contienen un sótano de ventilación y de la línea 9 no, por lo cual hay hacer limpieza del piso y no tiene que desconectarse nada salvo la ficha, el mantenimiento es el mismo.



Figura 4-16 Carro rectificador.

N. Disyuntor Ultra Rápido (DUR).

Este dispositivo electromecánico protege de las anomalías de sobre corriente, que se puedan presentar entre la subestación y las vías de tracción.

Están calibrados para abrir 2 000 amperes, extinguir el arco mediante una cámara hecha de varias capas de asbesto dividiendo el arco.

El mantenimiento se hace mediante el retiro de sus tapas, para soplear al equipo, debido a que contiene un ventilador que enfría el equipo, lo cual absorbe mucho polvo, después se procede a la limpieza de los cables, partes móviles mecánicas y puntos de contacto con brocha solvente.

Se verifica que los dos puntos de contacto donde se extingue el arco, cierren y abran al mismo tiempo, si no es así se calibran hasta obtener contacto al mismo tiempo.

Como se mencionó el DUR de línea 3, está junto con el carro rectificador así que se puede hacer el mantenimiento fuera del edificio mientras que el DUR de línea 9 esta fijo dentro de las instalaciones y tiene un propio cuarto.

El seccionador de 8000 amperes de línea 9, contiene la cerradura F y la llave misma, para protocolos de acceso a las diferentes secciones mencionadas anteriormente.

Después del DUR, contiene al bus de corriente continua positivo y negativo, el positivo va conectado a los seccionadores de 8 000 amperes, estos a su vez están en un bus y bajan a las vías mediante cables. El bus negativo se conecta

directamente a las vía mediante cables, estos equipos son responsabilidad de Baja Tensión, por lo cual la frontera que delimita las obligaciones de Alta Tensión y Baja Tensión es el seccionador de 8000 amperes.



Figura 4-17 Disyuntor Ultrarrápido.



Figura 4-18 Seccionador 8000 Amperes.

V. Conclusiones.

Considero que una subestación eléctrica de rectificación, es el corazón del Sistema Transporte Colectivo Metro y por ser así se le debe dar la importancia debido a que se debe tener conocimiento pleno de la misma, ya sea en los equipos, características, capacidades, operación, partes críticas y trabajos a realizar. Para de este modo evitar cierre de estaciones o retraso en toda la línea, estas condiciones que traerían consecuencias económicas para la ciudad de México.

Es sabido, que habrá incertidumbre en la predicción de fallas de los equipos, pero lo importante, es evitar la ocurrencia de aquellas fallas que pueden prevenirse, en especial las que pueden causar serias averías o la destrucción de los equipos de la subestación, por ser estos de elevado costo y además de que su reemplazo o reparación, implica la movilización de recursos humanos y materiales, con su consecuente costo económico, sin mencionar el tiempo de parada del servicio.

El mantenimiento preventivo, adecuadamente orientado, se encargaría de prevenir estas consecuencias.

Aun así, en caso de presentarse un incidente que requiera la intervención del mantenimiento correctivo, éste deberá efectuarse de manera ordenada y eficiente, para evitar retrasos por imprevistos y lograr restablecer el servicio lo antes posible, es por eso necesario planificar el mantenimiento correctivo, aunque no se puede planificar cuándo y dónde podría presentarse una falla o una avería, si se puede planificar cómo estar preparados para tal eventualidad, en cuanto a recursos y procedimientos, incluso podría tenerse un software para tal finalidad.

El mantenimiento no es estático, como cualquier ingeniería debe estar en constante evolución, por lo cual, una gestión de mantenimiento, aplicada a cualquier sistema, deberá estar siempre bajo análisis y revisión de procedimientos.

Por último la descentralización de líneas 3 y 9, hace que constantemente CFE deje fuera a las subestaciones debido a fallas en la línea de 23 kV, sería recomendable modernizar la subestaciones y centralizarlas para evitar la salida de las líneas.

VI. Bibliografía

Norma Oficial Mexicana NOM-001. SEDE en vigor.

Instalaciones eléctricas (utilización).

Redes Eléctricas, Tomo I Ing. Jacinto Viqueira Landa.

Publicaciones varias. Dr. Gilberto Henríquez Harper.

How to Make Electrical Calculations. J.F. Mc Partland.

Publicación "*Electrical Construction and Maintenance*"

TAGG, G.F. 1964. Earth Resistances, Londres: G. Newnes.

Sistema de Tierras en Redes de Distribución, Ing. Guillermo López Monroy.