

**MANUAL PARA EL MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE PATIO DE
SUBESTACIONES DE ALTA TENSION AISLADA POR AIRE**

RAMON ENRIQUE NADAD CAMPO

ANIBAL JOSE QUIROZ BLANCO

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLIVAR
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA, ELECTRÓNICA Y MECATRONICA
CARTAGENA DE INDIAS, D.T.**

2004

**MANUAL PARA EL MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE PATIO DE
SUBESTACIONES DE ALTA TENSION AISLADA POR AIRE**

**RAMON ENRIQUE NADAD CAMPO
ANIBAL JOSE QUIROZ BLANCO**

Monografía presentada como requisito parcial para optar el título de Ingeniero
Eléctrico

DIRECTOR
OSCAR ACUÑA CAMACHO
Magíster En Automatización

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLIVAR
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA, ELECTRÓNICA Y MECATRONICA
CARTAGENA DE INDIAS, D.T.
2004**

Cartagena de Indias, 28 de Mayo de 2004

Señores:

COMITÉ DE EVALUACIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRICA, ELECTRONICA Y MECATRONICA

Universidad Tecnológica de Bolívar

Ciudad

Apreciados señores:

La presente tiene por objeto, presentar para su estudio y aprobación nuestro trabajo de Monografía titulado: **“MANUAL PARA EL MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE PATIO DE SUBESTACIONES DE ALTA TENSION AISLADA POR AIRE”**, como requisito para optar el titulo de Ingeniero Eléctrico.

Agradezco de antemano la atención que merezca la presente.

Cordialmente,

RAMÓN ENRIQUE NADAD CAMPO

C.C ? 3.875.888 DE MAGANGUE

Cartagena de Indias, 28 de Mayo de 2004

Señores:

COMITÉ DE EVALUACIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRICA, ELECTRONICA Y MECATRONICA

Universidad Tecnológica de Bolívar

Ciudad

Apreciados señores:

La presente tiene por objeto, presentar para su estudio y aprobación nuestro trabajo de Monografía titulado: **“MANUAL PARA EL MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE PATIO DE SUBESTACIONES DE ALTA TENSION AISLADA POR AIRE”**, como requisito para optar el titulo de Ingeniero Eléctrico.

Agradezco de antemano la atención que merezca la presente.

Cordialmente,

ANIBAL JOSE QUIROZ BLANCO

C.C ? 9'043.943 DE SAN ONOFRE

Cartagena de Indias, 28 de Mayo de 2004

Señores:

COMITÉ DE EVALUACIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRICA, ELECTRONICA Y MECATRONICA

Universidad Tecnológica de Bolívar

Ciudad

Apreciados señores:

El presente tiene por objeto comunicarles que he dirigido a los estudiantes de la facultad de Ingeniería Eléctrica **RAMON ENRIQUE NADAD CAMPO y ANIBAL JOSE QUIROZ BLANCO**, en su trabajo de Monografía titulado “**MANUAL PARA EL MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE PATIO DE SUBESTACIONES DE ALTA TENSION AISLADA POR AIRE**”, presentado como requisito para optar el título de Ingeniero Eléctrico.

Agradeciendo la atención prestada.

OSCAR ACUÑA CAMACHO

Magíster En Automatización

ARTICULO 105.

La Universidad Tecnológica de Bolívar, se reserva el derecho de propiedad intelectual de todos los trabajos de grado aprobados, y no pueden ser explotados comercialmente sin su autorización.

Nota de aceptación

Presidente del jurado

Jurado

Jurado

DEDICATORIA

Primero le agradezco a dios por darme las fuerzas necesarias para culminar mis estudios.

Le dedico este triunfo a mis padres por brindarme su apoyo incondicional en los momentos más difíciles de mi carrera, por haberme guiado por el camino correcto y por haber confiado en mis capacidades.

A mis hermanos por su compañía a lo largo de mi carrera

A mi novia Melissa por su apoyo, ánimo y comprensión para poder finalizar con éxitos mi tesis.

Y a toda mi familia y amigos por estar siempre a mi lado dándome animo.

RAMON

DEDICATORIA

A dios por el que me aferre para seguir adelante.

A mis hijos por los cuales me dan fortaleza para seguir luchando cada día.

A mi esposa la cual me apoya cada día.

A mis padres por su apoyo constante para poder culminar mis estudios.

A mis hermanos que me dieron la mano cuando los necesite.

A mis amigos que siempre creyeron en mí.

A todos mis profesores

ANIBAL JOSE

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus más sinceros agradecimientos a:

A nuestro director **Ing. Oscar Acuña C.**

A nuestro asesor **Ing. Jorge Osorio**

A todos los profesores y compañeros que a lo largo de nuestra formación profesional nos brindaron y compartimos sus conocimientos, su amistad, su alegría y apoyo.

Y a todas aquellas personas que colaboraron en alguna forma para la ejecución de este proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	16
1. MARCO TEORICO	18
1.1. DEFINICION DE MANTENIMIENTO	18
1.1.1. Tipos De Mantenimiento	18
1.2. FILOSOFIA DEL MANTENIMIENTO	23
1.3. MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES	25
1.3.1. Influencia En El Mantenimiento De Subestaciones	26
2. GENERALIDADES DE LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS	30
2.1. DEFINICION	30
2.2. CLASIFICACION DE LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS	30
2.3. ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE UNA SUBESTACIÓN	31
3. FORMULACION DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO	50
3.1. ORGANIZACIÓN DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO	50
3.2. MODO DE OPERACION DEL MANTENIMIENTO	51
3.3. EJECUCION DEL MANTENIMIENTO	52
3.4. DETERMINACION DE LOS REQUERIMIENTOS DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO	52
3.5. PROCEDIMIENTOS DE MANTENIMIENTO	53
3.6. DOCUMENTOS DE SOPORTE	53
3.7. CONTROL Y SEGUIMIENTO	55
3.8. VALIDACION DEL MODELO	55
4. DESCRIPCION DE LAS TAREAS A REALIZAR	56
4.1. MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES	56
4.1.1. Inspección Visual	56
4.1.2. Estado De Funcionamiento En El Cubículo Del Transformador	56
4.1.3. Pruebas a Realizar	57
4.1.4.1. Relación De Transformación	58
4.1.4.2. Medición De Tensiones	59

4.1.4.3. Grupo Vectorial	60
4.1.4.4. Termómetros Y Termocuplas	61
4.1.4.5. Circuitos De Corriente	61
4.1.5. Protecciones	62
4.1.5.1. Relé Diferencial	62
4.1.5.2. Protección De Cuba	64
4.1.5.3. Relé De Buchholz	64
4.1.5.4. Qualitrol	65
4.1.5.5. Temperatura De Arrollado	65
4.1.6. Aislamiento	65
4.1.7. Pruebas De Aceite	67
4.1.7.1. Chispómetro	67
4.1.7.2. Prueba De Aceite Con El Doble	68
4.1.8. Recomendaciones Generales	70
4.1.8.1. Aterrizaje	70
4.1.8.2. Seguridad Industrial	71
4.2. Mantenimiento De Interruptores	72
4.2.1. Inspección Visual	72
4.2.2. Estado De Funcionamiento	72
4.2.3. Pruebas A Realizar	73
4.2.3.1. Resistencia De Contacto Con Ducter	73
4.2.3.2. Resistencia De Contacto Con Impulsografo	74
4.2.3.3. Tiempos De Apertura Y Cierre	74
4.2.3.4. Relé Antibombeo	75
4.2.3.5. Inyección Primaria De Corriente	76
4.2.3.6. Resistencia De Aislamiento	77
4.2.4. Recomendaciones Generales	78
4.2.4.1 Aterrizaje	78
4.2.4.2. Seguridad Industrial	79
4.3. MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	80
4.3.1. Inspección Visual	80

4.3.2. Pruebas A Realizar	80
4.3.2.1. Relación De Transformación	80
4.3.2.2. Polaridad	81
4.3.2.3. Carga Conectada	81
4.3.2.4. Correspondencia De Cada Secundario Con Su Carga	82
4.4. MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE TENSION	83
4.4.1. Inspección Visual	83
4.4.2. Pruebas A Realizar	83
4.4.2.1. Relación De Transformación	83
4.4.2.2. Polaridad	84
4.5. MANTENIMIENTO DE RECONECTADORES	86
4.5.1. Inspección Visual	86
4.5.2. Pruebas a Realizar	86
4.5.2.1. Resistencia De Aislamiento	86
4.5.2.2. Rigidez Dieléctrica Del Aceite	87
4.5.2.3. Corriente Mínima De Disparo	87
4.5.2.4. Secuencia De Disparo Rápidos, Lentos Y Apertura Definitiva	88
4.5.2.5. Corriente Mínima De Disparo A Tierra	89
4.5.2.6. Secuencia De Disparos Rápidos Y Lentos Por Corriente De Tierra	89
4.6. MANTENIMIENTO DE SECCIONADORES	90
4.6.1. Inspección Visual	90
4.6.2. Estado De Funcionamiento	90
4.7. MANTENIMIENTO DE PARARRAYOS	91
4.7.1. Inspección Visual	91
4.7.2. Estado De Funcionamiento	91
CONCLUSIONES	92
BIBLIOGRAFIA	94
ANEXOS	96

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1. Transformador de Potencia	33
Figura 2.2. Elementos de un transformador	33
Figura 2.3. Interruptor	36
Figura 2.4. Diagrama de un interruptor de gran volumen de aceite	37
Figura 2.5. Diagrama de un interruptor de gran volumen de aceite con "cámara de extinción"	38
Figura 2.6. Interruptores de reducido volumen de aceite	39
Figura 2.7. Interruptor neumático	40
Figura 2.8. Restaurador	41
Figura 2.9. Seccionador	42
Figura 2.10. Pararrayos	44
Figura 2.11. Trampa de onda	45
Figura 2.12. Transformador de corriente	47
Figura 2.13. Transformador de tensión	48

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A: SOLICITUD ORDEN DE TRABAJO S.O.T.

ANEXO B: LISTA DE CHEQUEO

ANEXO C: REGISTRO DE ANTECEDENTES E HISTORIAL

ANEXO D: TARJETA MAESTRA

INTRODUCCIÓN

Se ha comprobado que el mantenimiento industrial llevado a cabo en empresa y fábricas ha logrado obtener un tiempo de vida mucho más largo de las maquinarias y equipos, que en empresas donde no tienen un sistema de mantenimiento organizado preventivo.

Un sistema es un conjunto de componentes que trabajan hacia un objetivo común. El mantenimiento se puede considerar como un sistema con un conjunto de actividades que se realizan en paralelo con los sistemas de producción.

El mantenimiento es y debe ser una de las actividades más importantes dentro de una industria. Cuando se habla de mantenimiento inmediatamente se piensa en reparaciones, esto quiere decir que el equipo se dañó o está empezando a deteriorarse.

En el presente trabajo hacemos énfasis en el mantenimiento preventivo de los equipos de patio de una Subestación eléctrica, ya que van a ser las encargadas de llevar la energía eléctrica a cada una de nuestras casas, industrias y comercios.

Hoy en día los equipos, dispositivos, accesorios y herramientas han aumentado considerablemente los precios y por supuesto sus repuestos, de ahí la importancia de la implementación de dicho programa.

El Manual de Mantenimiento es un documento indispensable para cualquier tipo y tamaño de industria u organización. Refleja la filosofía, política, organización, procedimientos de trabajo y de control de una organización.

Una subestación eléctrica debe establecer en forma clara la manera de planificar y efectuar un programa de mantenimiento de sus equipos con el fin de que permita el mejor desempeño de estos equipos y una mejor operación en general de toda la subestación.

1. MARCO TEORICO

1.1. DEFINICIÓN DE MANTENIMIENTO

Una definición de mantenimiento puede ser: "Conjunto de operaciones que permiten mantener o restablecer un equipo en un estado específico y asegurar un servicio determinado todo ello a un coste global óptimo"¹.

? Tipos De Mantenimiento

Existen diferentes tipos de mantenimiento según el autor Camarena¹, entre los cuales se encuentran:

- ? Mantenimiento Preventivo
- ? Mantenimiento Correctivo
- ? Mantenimiento Predictivo
- ? Mantenimiento Proactivo
- ? Mantenimiento centrado en confiabilidad mcc / rcm
- ? Mantenimiento productivo total mpt / tpm

A continuación se explica cada uno de los tipos de mantenimiento:

? Mantenimiento Preventivo

Con el mantenimiento preventivo tratamos de adelantarnos en el tiempo a la avería. Es el mantenimiento efectuado con la intención de reducir la posibilidad de fallo en un equipo y velar por el estado de las máquinas e instalaciones.

¹ "Manual de mantenimiento eléctrico industrial", Camarena M, Pedro, pág. 120, Editorial Cecsca, segunda edición, 1990.

Como resultado de la implantación del mantenimiento preventivo se pasa a aumentar el número de intervenciones sobre la maquinaria, pero transforma las reparaciones inesperadas y súbitas, en programadas. A largo plazo el uso del mantenimiento preventivo reduce el número de horas-hombre de mantenimiento y el consumo de repuestos caros.

El mantenimiento preventivo trae consigo una serie de costos que es necesario evaluar para poder decidir su uso, aunque no se debe olvidar que las repercusiones de su uso son a largo plazo.

Entre los objetivos previamente apuntados están:

- ? Aumentar la fiabilidad de un equipo, reduciendo los fallos en servicio, costos por fallo y mejorando la disponibilidad.
- ? Aumentar la duración de la vida eficaz del equipo.
- ? Reducir y regularizar la carga de trabajo.
- ? Facilitar la gestión de existencias (consumos previstos)
- ? Garantizar la seguridad, menos improvisaciones peligrosas.
- ? De forma global, reducir la componente fortuita y mejorar el clima de relaciones humanas.

En resumen se aumenta el nivel de exigencia hacia el departamento de mantenimiento, pero se obtienen mejores resultados a largo plazo.

? **Mantenimiento Correctivo**

Es el mantenimiento realizado después de la falla, ya sea por síntomas claros y avanzados o por falla total. Este tipo de mantenimiento está fuera del programa, su ejecución inmediata es imperativo y en ocasiones incosteable, el costo de operación es sumamente elevado, los tiempos de paro del equipo son prolongados.

Entre sus desventajas más importantes están:

- ? Mayor requerimiento de personal para llevar a cabo las reparaciones.
- ? Los paros continuos impiden el cumplimiento de la producción.
- ? Los costos de reparación aumentan, dado el aumento de daños.
- ? El equipo puede presentar daños en momentos útiles y beneficiosos para la empresa.
- ? Se pierde mucho tiempo en llevar a cabo las reparaciones y por consiguiente el lucro cesante aumenta.
- ? La calidad de la reparación es baja si se requiere el equipo funcionando prontamente.

? **Mantenimiento Predictivo**

Es el mantenimiento dado con base en el muestreo, registro y análisis de variables que determinan el estado de la máquina o equipo y que son monitoreadas para "predecir" la falla; la medición de ciertos parámetros (vibración, ruido, temperatura, esfuerzos internos, etc.) permite programar la intervención del elemento justo antes de que la falla llegue a producirse, eliminando así la incertidumbre; aunque esta predicción puede o no ser la acertada, y eso lo define el grado de exactitud con que se monitoreen las variables a considerar.

Con este mantenimiento se eliminan los siguientes problemas:

- ? Sustituir en forma rutinaria partes costosas, solo para estar del lado seguro
- ? Adivinar que tiempo le queda de vida a las diferentes partes del equipo
- ? Suspendir el servicio fuera del programa por fallas imprevistas.

Es costoso, es necesario equipo y adiestramiento, pero hay ahorros tales como:

- ? Eliminación de fallas e imprevistos.
- ? Aumento eficiente del período revisiones.
- ? Ahorro de mano de obra, repuestos y tiempos de producción.

- ? Disminución de las primas de seguros.
- ? Disminución de los tiempos de reparación, debido a su planeación.
- ? Disminución de los consumos de repuestos, debido al aumento de la confiabilidad.

La principal ventaja del Mantenimiento predictivo es detectar las fallas incipientes evitando los fallos imprevistos, debido al alto costo que estos significan, también aumentar la eficiencia de las inspecciones al basarlas en datos medibles y no sensibles.

? **Mantenimiento Proactivo**

Esta es una filosofía del mantenimiento que persigue el conocimiento de la causa raíz de un problema para eliminar por completo la aparición de averías. Se trata de aplicar acciones de anticipación antes que de reacción.

Las prácticas proactivas más frecuentes en mantenimiento industrial son el equilibrio dinámico de rotores y alineación de precisión de acoplamientos. Se puede llegar incluso a la modificación de los elementos estructurales y al rediseño operativo del equipo con el fin de eliminar en forma radical las averías.

? **Mantenimiento Centrado En Confiabilidad MCC / RCM**

Esta filosofía articula la planificación del mantenimiento (preventivo) y la eliminación de las causas de avería (proactivo) sobre la base del conocimiento del estado operativo de los equipos (predictivo). El objeto central es alcanzar la máxima confiabilidad de toda la planta para garantizar la máxima disponibilidad.

? **Mantenimiento Productivo Total MPT / TPM**

Es el último peldaño alcanzado hasta la presente en cuanto al desarrollo y administración de mantenimiento se refiere. Esta es una filosofía de mantenimiento equivalente a la anterior, pero incorpora la idea del automantenimiento de las unidades hombre - máquina de producción. El automantenimiento realizado por personal de producción no exige una alta especialización pues se limita a intervenciones de primer nivel (limpieza, engrase, sustituciones, etc.). En etapas avanzadas del MPT, se permite que los operarios del equipo hagan diagnósticos preliminares sobre las fallas y se les da autonomía en la toma de decisiones para evitar las paradas improductivas.

El Mantenimiento Productivo Total está cobijado bajo la teoría del *KAISEN* o *Mejoramiento Continuo*, la cual establece día a día nuevos y mejores estándares para el funcionamiento de los equipos.

El MPT mejora en forma permanente la efectividad total del equipo con la participación activa de los operarios. Este mantenimiento es un sistema que cubre todas las etapas de la vida útil de un equipo (diseño, producción, reconstrucción) cuya meta es aumentar su disponibilidad para la producción.

El MPT es una gestión que abarca a toda la organización para desafiar la utilización total del equipo existente hasta su máximo límite, aplicando una filosofía de administración orientada hacia el equipo. El MPT se fundamenta en aprender a partir de experiencias piloto eliminando las ineficiencias.

Para implementar los programas de Mantenimiento se debe tener recolectada información de la historia de planta para conocerla muy bien, ya que lo primero que se debe decidir es a qué equipos de la planta se les va a realizar una inspección periódica, qué método se va a utilizar y si el servicio va a ser contratado o se van a adquirir equipos para este fin.

1.2. FILOSOFÍA DEL MANTENIMIENTO

Es importante tener conciencia de que el mantenimiento eléctrico es una práctica beneficiosa para la confiabilidad del sistema, si es hecho en una forma lógica y eficiente.

Para planificar y programar las prácticas de mantenimiento, se debe hacer énfasis en la obtención y registro de resultados precisos de las pruebas en los equipos eléctricos.

“Para cada prueba de mantenimiento a realizar es importante preguntarse lo siguiente, para determinar la necesidad y frecuencia de estas pruebas”²:

¿Porqué realizar la prueba?

¿Qué se hará con los resultados?

¿Qué debería hacerse con los resultados?

¿Ha dado antes esta prueba un resultado negativo?

¿Ha prevenido esta prueba algún problema?

Si el problema que está prueba está monitoreando ocurre, ¿Cuáles son las consecuencias?

¿Cuál es el costo (desde el punto de vista monetario, de confiabilidad y de seguridad) de esta prueba comparada con el costo del problema que se está monitoreando.

¿Qué tan frecuente es necesario realizar esta prueba?

² “Manual de mantenimiento industrial”, Morrow, L.C, pág. 42, Editorial Cecsa, segunda edición, 1989.

Los siguientes son aspectos que hay que tener presente al pretender realizar un mantenimiento, pues ayudarán en la programación del mismo, asegurando un proceso seguro y eficiente:

- ? Planifique cada trabajo – El trabajo completo deberá ser bien pensado antes, con un orden cronológico de eventos.
- ? Discuta el plan – Todas las personas involucradas en el mantenimiento deberán tener amplio conocimiento del plan, la definición de sus tareas, aclaración de puntos, porqué se realiza este mantenimiento, etc. Estas discusiones son importantes pues alientan la cooperación, el involucramiento y la seguridad en el trabajo por parte de los trabajadores.
- ? Haga énfasis en la seguridad en el trabajo (seguridad industrial) – Cada personal deberá tomar responsabilidad de su propia seguridad y estar consciente de la importancia de la seguridad de sus compañeros de trabajo.
- ? Exponga el propósito de las pruebas de equipo – Considere el propósito de cada prueba y asegúrese de que sea un proceso útil, con esto el personal de cuadrillas podrá analizar el problema de forma lógica.
- ? Considere ajustes eventuales – Hay que considerar que efecto tendrá las condiciones no planificadas, tal como cambio en el clima, en el equipo en general. A esto se le llama “ir más allá de lo planeado”.
- ? Haga énfasis en el registro apropiado de las pruebas – Los resultados de las pruebas deberán mantenerse en forma ordenada, pues es el camino apropiado para poder hacer comparaciones contra otras pruebas de equipos similares. La mayoría de las pruebas no valen por sí solas, si los registros no se mantienen de manera ordenada.

1.3. MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES

Aunque al parecer, el mantenimiento de una subestación es sencillo, no deja de tener gran importancia, ya que cualquier falla en el transformador o transformadores, el interruptor o simplemente alguna cuchilla, ocasiona la paralización total de las actividades. Es por eso que no se debe descuidar esta parte tan vital, y cuando se le vaya a realizar un mantenimiento a una subestación, primero se debe verificar la subestación en si, de acuerdo con el autor Francisco Sacristan³ , se deben tener en cuenta las siguientes instrucciones:

- ? Tener ante todo presente que es un lugar peligroso en el que se debe pensar lo que se va a hacer antes de realizar cualquier cosa.
- ? Observar el estado general de la subestación.
- ? Dirigirse a los transformadores, tomar lecturas de sus termómetros y niveles, los cuales no deben marcar más de 55 °C, que es la temperatura máxima normal a que se deben trabajar.

En caso de que alguno marque una temperatura mayor, anotarlo, para mas tarde averiguar la causa.

La inspección del interruptor deberá concretarse a observar si no existe ruido en lo relevadores, cuya intensidad sea demasiada.

- ? Ver los tableros de baja tensión y tomar las lecturas de los voltímetros y amperímetros anotando sus valores, o en caso de no tenerlos, observe sino están calientes. Examine los interruptores de navajas para ver si los cartuchos y conexiones no están calientes o muestran huellas de estarse calentando.

³ "Manual de mantenimiento de maquinas y equipos eléctricos". SACRISTAN, Francisco Rey, 3° ed. CEAC S.A. 1981.

En caso de que al hacer usted el estudio de sus anotaciones encuentre todo normal, el mantenimiento se concretara a lo siguiente:

- ? Mantener limpia la subestación, con objeto de que no acumule el polvo, sobre todo en partes en que pueda ocasionar un arqueo y por consiguiente un cortocircuito. La limpieza de las subestaciones debe efectuarse estando la planta parada, lo que se hace desconectando las cuchillas de entrada y el interruptor.

- ? En los casos de subestaciones abiertas, limpie perfectamente por medio de un trapo seco los bornes de alta y baja tensión del o los transformadores, los aisladores y tapas metálicas; lo mismo hará con los tableros e interruptores expuestos al aire. Apriete todos los conectores.

- ? Rectificar las lecturas de los termómetros, niveles, amperímetros, voltímetros, etc. Abriendo la tarjeta de control con la fecha de la inspección y anotando las nuevas inspecciones para cada treinta días, periodo en el que deberá volver y verificar todo lo que se ha explicado, que le permitirá detectar con anticipación cualquier falla.

1.3.1 Influencia En El Mantenimiento De Subestaciones

Al prepararse el mantenimiento de una parte de la instalación, se deben estudiar las zonas de guardia a respetar alrededor del área de trabajo, y establecer correctamente las superficies de vínculo, definidas por las distancias de vínculo, a fin de garantizar la ausencia de riesgos.

Es útil a nivel de proyecto un análisis aunque sea somero, de las condiciones de mantenimiento, esto no libera de ningún modo a quienes hacen el mantenimiento, de su responsabilidad en el respeto de las reglas de seguridad.

? **Distancias De Trabajo**

Cuando se accede a las instalaciones para efectuar trabajos, las distancias deben determinarse teniendo en cuenta las condiciones reales cada vez.

Cuando existen conductores se debe proveer a respetar las distancias.

No se consideran conductores desnudos en tensión:

- Los que están incluidos en aparatos con caja metálica.
- Los que están protegidos por paredes metálicas puestas a tierra con suficiente grado de protección.
- Los protegidos con paredes llenas no metálicas (mampostería o aislantes) cuya superficie accesible se encuentre al menos a la distancia de guardia del conductor.
- Si la distancia es inferior a la de guardia se debe poder contar con el efecto aislante de la pared.

? **Delimitación De La Zona De Trabajo**

La delimitación se controla en dirección horizontal y vertical.

En superficies de circulación no se admite la delimitación por simple distancia, es necesario vallas que indiquen esta delimitación.

Se acepta la limitación por simple distancia cuando el operador se encuentra alejado del suelo (por ejemplo sobre una escalera) ya que aun un error involuntario no podrá hacerle superar un cierto límite en sentido horizontal.

Limitaciones de altura parcial, parapetos contienen el desplazamiento del cuerpo del operador pero no sus brazos.

Limitaciones de altura total, tabiques, obstaculizan cualquier movimiento.

En sentido vertical el simple distanciamiento se realiza cuando el operador en los distintos planos a que tiene acceso y con los brazos levantados no penetre en zona de guardia.

La condición de estar debajo de partes en tensión no requiere ni siquiera el aviso.

Puede tenerse limitaciones materiales aptas a contener los movimientos del operador hacia arriba

En las limitaciones por simple distanciamiento es importante tener en cuenta las acciones erróneas o movimientos accidentales y considerarlos en las distintas de vínculo.

? **El Mantenimiento y El Proyecto**

La seguridad de las operaciones de mantenimiento obliga a hacer consideraciones que en la actualidad interfieren a nivel de proyecto, obligando al proyectista a un esfuerzo de asumir criterios que lo comprometen en más con la vida de la obra.

Es obvio que la libertad absoluta de mantenimiento puede lograrse con una parada total de la instalación, con desconexión total de las fuentes de peligro, pero esta situación normalmente no se presenta.

Se trata siempre de hacer mantenimiento con parte de la instalación en servicio, en este caso independientemente del proyecto corresponde a los que asumen la responsabilidad de mantenimiento analizar cuidadosamente las condiciones de trabajo durante las operaciones.

Se define el área de trabajo, superficie del suelo y se la señala (eventualmente cerca rodea) limitando el área de peligro, dentro del área de trabajo la persona no debe penetrar en zonas peligrosas.

Se considera que no debe llegar a una distancia (3 m según algunas normas) desde donde extendiendo el brazo se penetra en zonas de peligro (hacia el costado, hacia arriba).

Se acepta tener por arriba puntos en tensión, y en este caso queda restringida la altura de eventuales superficies para elevarse durante el trabajo.

Las partes que pueden asumir cargas por el campo eléctrico (por ejemplo una barra fuera de tensión, que se carga capacitivamente por influencia) deben ponerse a tierra para limitar sustos o tensiones imprevisibles.

Obsérvese el corte de una bahía (por ejemplo de 132 KV) y tómese nota de los problemas que se presentan, por ejemplo la cantidad de planos de tensión (cabezal de equipos, Barras principales, conexiones de salida o cruces).

Plantéense acciones de mantenimiento, la salida fuera de servicio cruza al menos sobre una de las barras principales, por lo que no se puede trabajar en la salida el los elementos que están sobre la barra en tensión.

El tramo vertical de subida esta cerca de las barras, entre ellas por lo que no puede llegarse a esta aunque solo una barra se encuentre en tensión, si se pueden hacer trabajos debajo de las barras, en los seccionadores o los aparatos, controlando las distancias de seguridad.

Cada trabajo se debe plantear en esta forma, analizarlo y respetar las condiciones de trabajo seguro, y este análisis se deba hacer con quienes harán el trabajo para que ellos tengan conciencia de lo que pueden hacer y lo que no deben hacer.

2. GENERALIDADES DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

2.1 DEFINICIÓN

“Una subestación eléctrica es un conjunto de elementos o dispositivos que nos permiten cambiar las características de energía eléctrica (voltaje, corriente, frecuencia, etc.), tipo C.A. o bien C.C., o bien conservarle dentro de ciertas características”⁴.

2.2. CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Es difícil hacer una clasificación precisa de las subestaciones eléctricas, pero de acuerdo con lo que ya hemos estudiado, podemos hacer la siguiente clasificación.

2.2.1 Por su operación

- ? De corriente alterna.
- ? De corriente continua.

2.2.2. Por su servicio

2.2.2.1. Primarias

- ? Elevadora
- ? Receptoras reductoras
- ? De enlace o distribución
- ? De switcheo o de maniobra
- ? Convertidoras o Rectificadoras.

⁴ “Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión” ENRIQUEZ HARPER, Gilberto. 2da edicion.

2.2.2.2. Secundarias

- ? Receptoras Reductoras
- ? Elevadoras
- ? Distribuidoras
- ? De enlace
- ? De convertidoras o Rectificadoras.

2.2.3. Por su construcción

- ? Tipo intemperie
- ? Tipo interior
- ? Tipo blindado.

2.3. ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE UNA SUBESTACIÓN

Los elementos que constituyen una subestación eléctrica según los autores Sacchi-Rifaldi⁵ se pueden clasificar en elementos principales y elementos secundarios.

2.3.1. ELEMENTOS PRINCIPALES

- 2.3.1.1. Transformador.
- 2.3.1.2. Interruptor de potencia.
- 2.3.1.3. Restaurador.
- 2.3.1.4. Cuchillas desconectadoras y cuchillas de prueba.
- 2.3.1.5. Pararrayos.
- 2.3.1.6. Equipo carrier de comunicación.
- 2.3.1.7. Transformadores de instrumento.

⁵ "Técnica de la Alta Tensión". SACCHI, Jorge-RIFALDI, Alfredo. En: www.ing.unlp.edu.ar/sispot/at-index.htm.

2.3.2. ELEMENTOS SECUNDARIOS

- 2.3.2.1. Cables de potencia.
- 2.3.2.2. Cables de control.
- 2.3.2.3. Alumbrado.
- 2.3.2.4. Estructura.
- 2.3.2.5. Herrajes.
- 2.3.2.6. Equipo contra incendio.
- 2.3.2.7. Equipo de filtrado de aceite.
- 2.3.2.8. Sistema de tierras.
- 2.3.2.9. Trincheras, conducto, drenajes.

2.3.1.1. TRANSFORMADOR

Un transformador es un dispositivo que:

- ? Transfiere energía eléctrica de un circuito a otro conservando la frecuencia constante.
- ? Lo hace bajo el principio de inducción electromagnética.
- ? Tiene circuitos eléctricos que están eslabonados magnéticamente y aislados eléctricamente.
- ? Usualmente lo hace con un cambio de voltaje, aunque esto no es necesario.

En la figura 2.1 se observa un transformador de potencia en una subestación eléctrica.

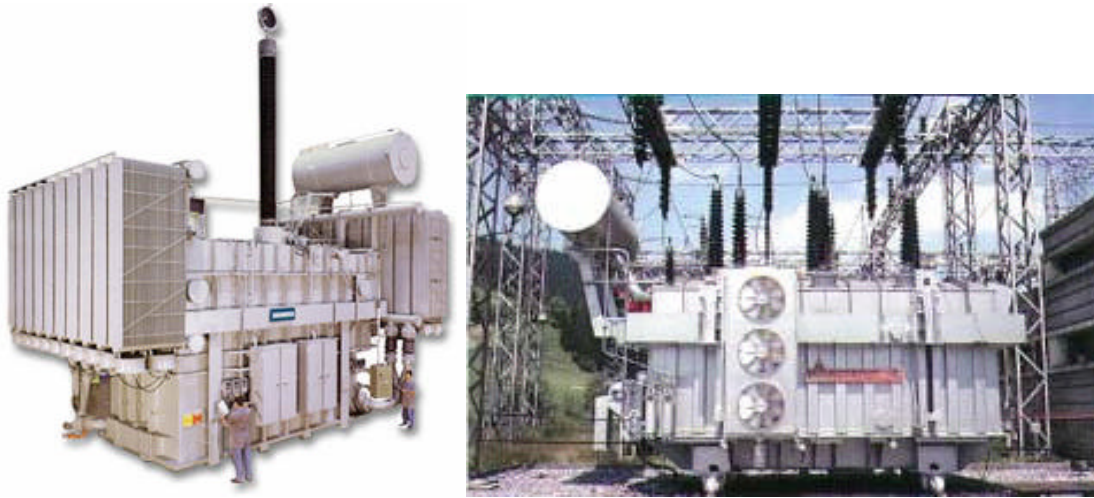


Figura 2.1 Transformador de potencia de 20 MVA

Tomado de: Catalogo de transformadores de potencia y distribución Siemens

2.3.1.1.1. ELEMENTOS QUE CONSTITUYEN UN TRANSFORMADOR

1. Núcleo de circuito magnético.
2. Devanados.
3. Aislamiento.
4. Aislantes.
5. Tanque o recipiente.
6. Boquillas.
7. Ganchos de sujeción.
8. Válvula de carga de aceite.
9. Válvula de drenaje.
10. Tanque conservador.
11. Tubos radiadores.
12. Base para rolar.
13. Placa de tierra.
14. Placa de características.
15. Termómetro.
16. Manómetro.
17. Cambiador de derivaciones o taps.

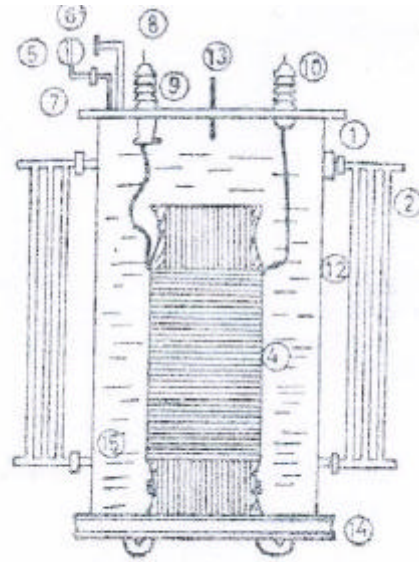


Figura 2.2 Elementos de un transformador

2.3.1.1.2. CLASIFICACION DE TRANSFORMADORES

Los transformadores se pueden clasificar por:

1. La forma de su núcleo:

- ? Tipo columnas.
- ? Tipo acorazado.
- ? Tipo envolvente.
- ? Tipo radial.

2. Por el número de fases:

- ? Monofásico.
- ? Trifásico.

3. Por el número de devanados:

- ? Dos devanados.
- ? Tres devanados.

4. Por el medio refrigerante:

- ? Aire.
- ? Aceite.
- ? Líquido inerte.

5. Por el tipo de enfriamiento:

- ? Enfriamiento O A.
- ? Enfriamiento O W.
- ? Enfriamiento O W /A.
- ? Enfriamiento O A /A F.
- ? Enfriamiento O A /F A/F A.
- ? Enfriamiento F O A.
- ? Enfriamiento O A/ F A/F O A.
- ? Enfriamiento F O W.

- ? Enfriamiento A/A.
- ? Enfriamiento AA/FA.

6. Por la regulación:

- ? Regulación fija.
- ? Regulación variable con carga.
- ? Regulación variable sin carga.

7. Por la operación:

- ? De potencia.
- ? Distribución
- ? De instrumento
- ? De horno eléctrico
- ? De ferrocarril

2.3.1.2. INTERRUPTORES

Un interruptor es un dispositivo cuya función es interrumpir y restablecer la continuidad en un circuito eléctrico.

Sin embargo la operación de apertura o de cierre la efectúa con carga (corriente nominal), o con corriente de corto circuito (en caso de alguna perturbación), el interruptor recibe el nombre de DISYUNTOR O INTERRUPTOR DE POTENCIA.

En la figura 2.3 se observa un interruptor de potencia de corriente nominal 2000 A:

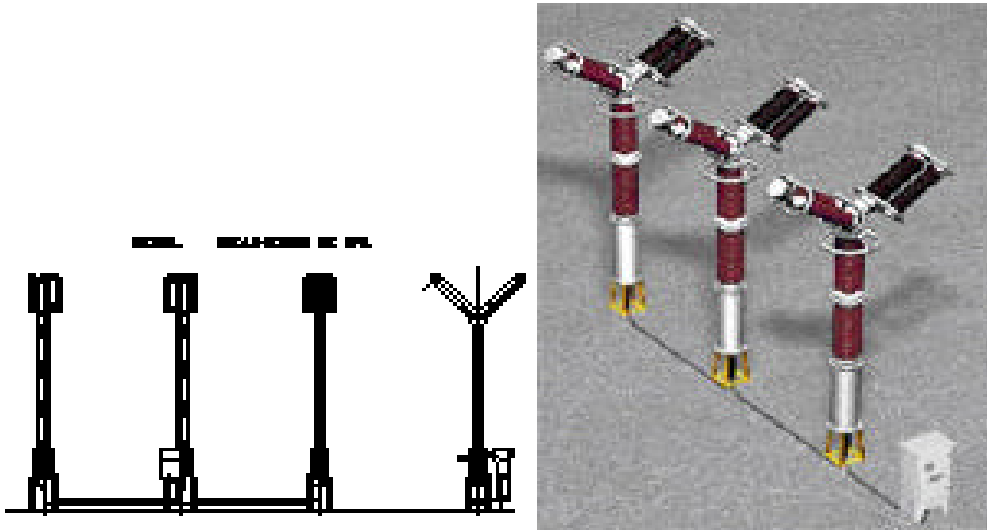


Figura 2.3 Interruptor de potencia

Tomado de: Catalogo de Interruptores de potencia de ABB

Los interruptores de potencia, como ya se mencionó, interrumpen y restablecen la continuidad de un circuito eléctrico. La interrupción la deben efectuar con carga o corriente de corto circuito.

Se construyen en dos tipos generales:

- ? Interruptores de aceite.
- ? Interruptores neumáticos.

2.3.1.2.1. INTERRUPTOR DE ACEITE

Los interruptores de aceite se pueden clasificar en tres grupos:

2.3.1.2.1.1. Interruptores de gran volumen de aceite.

2.3.1.2.1.2. Interruptores de gran volumen

2.3.1.2.1.3. Interruptores de pequeño volumen de aceite.

2.3.1.2.1.1. Interruptores De Gran Volumen De Aceite

Estos interruptores reciben ese nombre debido a la gran cantidad de aceite que contienen. Generalmente se constituyen de tanques cilíndricos y pueden ser monofásicos.

Los trifásicos son para operar a voltajes relativamente pequeños y sus contactos se encuentran contenidos en un recipiente común, separados entre sí por separadores (aislante).

Por razones de seguridad, en tensiones elevadas se emplean interruptores monofásicos (uno por base de circuitos trifásicos. En la figura 2.4 se muestra un interruptor de gran volumen de aceite. Las partes fundamentales en estos interruptores son:

- Tanques o recipientes1
- Boquillas y contactos físicos..... 2-5
- Conectores y elementos de conexión al circuito3
- Vástago y contactos móviles.....4-6
- Aceite de refrigeración.....7

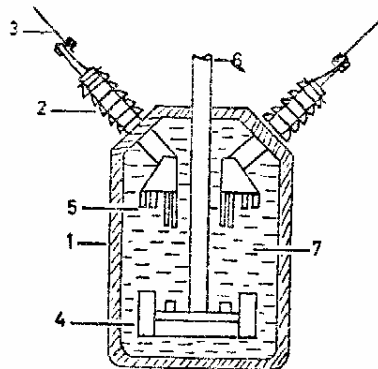


Figura 2.4 Interruptor de Gran Volumen de Aceite

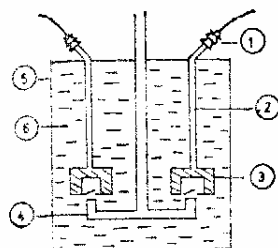
En general el tanque se construye cilíndrico, debido a las fuentes presiones internas que se presenten durante la interrupción. También el fondo del tanque lleva “costillas” de refuerzo para soportar estas presiones.

2.3.1.2.1.2. Interruptores En Gran Volumen De Aceite Con Cámara De Extinción

Los interruptores de grandes capacidades con gran volumen de aceite originan fuertes presiones internas que en algunas ocasiones pueden ocasionar explosiones. Para disminuir estos riesgos se idearon dispositivos donde se forman las burbujas de gas, reduciendo las presiones a un volumen menor. Estos dispositivos reciben el nombre de “cámaras de extracción” y dentro de estas cámaras se extingue el arco. El procedimiento de extinción es el siguiente:

- ? Al ocurrir una falla se separan los contactos que se encuentran dentro de la cámara de extinción.
- ? Los gases que se producen tienden a escapar, pero como se hallan dentro de la cámara que contiene aceite, originan una violenta circulación de aceite que extingue el arco.
- ? Cuando los arcos se han extinguido, se cierran los elementos de admisión de la cámara.

En la figura 2.5 se ilustra el diagrama de un interruptor de gran volumen de aceite con “cámara de extinción”



1. Boquillas de conexión al circuito.
2. Contactos fijos (dentro de la cámara).
3. Cámara de extinción.
4. Contactos móviles con su vástago.
5. Recipiente.
6. Aceite.

Figura 2.5 Interruptor de gran volumen de aceite con cámara de extinción

2.3.1.2.1.3. Interruptores De Pequeño Volumen De Aceite

Los interruptores de reducido volumen de aceite reciben este nombre debido a que su cantidad de aceite es pequeña en comparación con los de gran volumen. (Su contenido varía entre 1.5 y 2.5% del que contiene los de gran volumen.)

Se constituyen para diferentes capacidades y voltajes de operación y su construcción es básicamente una cámara de extinción modificada que permite mayor flexibilidad de operación.

En la figura 2.6 se observa un interruptor de pequeño volumen de aceite:

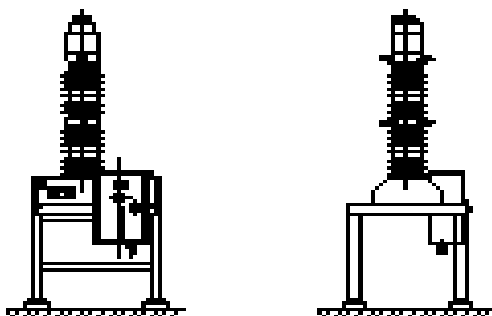


Figura 2.6 Interruptor de pequeño volumen de aceite

2.3.1.2.2. INTERRUPTOR NEUMÁTICO

El aire a presión se obtiene por un sistema de aire comprimido que incluye uno o varios compresores, un tanque principal, un tanque de reserva y un sistema de distribución en caso de que sean varios interruptores.

Se fabrican monofásicos y trifásicos, para el uso interior o uso exterior. El proceso general se puede comprender con ayuda de la figura 2.7 siguiente.

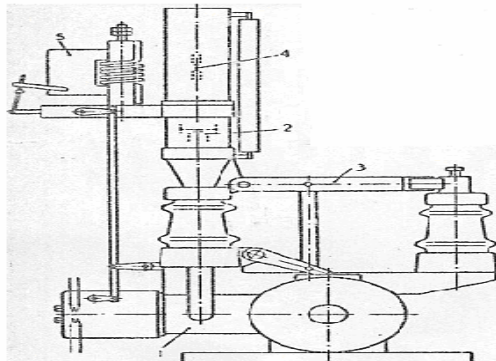


Figura 2.7 Interruptor neumático

Cuando ocurre una falla la detecta el dispositivo de control, de tal manera que una válvula de solenoide acciona a la válvula principal, ésta se abre, permitiendo el acceso de aire a los aisladores huecos. El aire a presión que entra en los aisladores huecos presiona por medio de un embolo a los contactos.

Como los aisladores huecos se encuentran conectados directamente a las cámaras de extinción, al bajar los contactos, el aire a presión que se encuentra en los aisladores entra violentamente a la cámara de extinción extinguiéndose el arco.

2.3.1.3. RESTAURADORES

En los sistemas de distribución, además del problema de la protección de los equipos eléctricos, se representan el de la “continuidad” del servicio, es decir la protección que se planea en las redes de distribución se hace pensando en los dos factores mencionados anteriormente. Para satisfacer esta necesidad se ideó un interruptor de operaciones automáticamente que no necesita de accionamiento manual para sus operaciones de cierre o apertura (la operación manual se refiere al mando por control remoto), es decir, construido de tal manera que un disparo o un cierre está calibrando de antemano y opera bajo una secuencia lógica predeterminada y constituye un interruptor desacuerdo con las necesidades de la red de distribución que se va a proteger.

Este interruptor recibe por tales condiciones el nombre de restaurador.

Un restaurador (Ver figura 2.8) no es mas que un interruptor de aceite con sus tres contactos dentro de un mismo tanque y que opera en capacidades interruptivas relativamente bajas y tensiones no muy elevada.

Los restauradores normalmente estan contruidos para funcionar con tres operaciones de recierre y cuatro aperturas con un intervalo entre una y otra calibrada entre mano en la ultima apertura el cierre debe ser manual ya que indica que la falla es permanente.

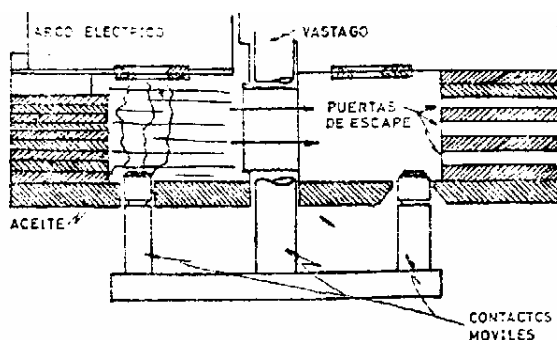


Figura 2.8 Restaurador

2.3.1.4. CUCHILLAS DESCONECTADORAS (SECCIONADORES)

La cuchilla desconectadora es un elemento que sirve para desconectar físicamente un circuito eléctrico.

Por lo general se operan sin carga, pero con algunos aditamentos se puede operar con carga, hasta ciertos límites. En la figura 2.9 se observa un seccionador montado en una subestación de alta tensión:



Figura 2.9 Seccionador de alta tension

Tomado de: Catalogo de Seccionadores de alta tensión de ABB

2.3.1.4.1. Clasificación de Seccionadores

1. Por su operación:
 - ? con carga (con tensión nominal)
 - ? Sin carga (con tensión nominal)

2. Por su tipo de accionamiento:
 - ? Manual
 - ? Automático

3. Por su forma de desconexión:
 - ? Con tres aisladores, dos fijos y un giratorio al centro (horizontal), llamado también de doble arco.
 - ? Con dos aisladores (accionados con pértiga), operación vertical.
 - ? Con dos aisladores, uno fijo y otro giratorio en el plano horizontal.
 - ? Pantógrafo o separador de tijera.
 - ? Cuchilla tipo "AV"
 - ? Cuchilla de tres aisladores, el de centro movable por cremallera

- ? Cuchillas desconectoras con cuernos de arqueo
- ? Cuchillas tripolares de doble aislador giratorio

2.3.1.5. PARARRAYOS

El pararrayos es un dispositivo que nos permite proteger las instalaciones contra sobretensiones de tipo atmosférico.

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 los siguientes aspectos:

- ✍ Descargas directas sobre la instalación
- ✍ Descargas indirectas

De los casos anteriores el más interesante, por presentarse con mayor frecuencia, es el de las descargas indirectas.

El pararrayos es un dispositivo que se encuentra conectado permanentemente en el sistema, opera cuando se presenta una sobretensión de determinada magnitud, descargando la corriente a tierra.

Su principio general de operación se basa en la formación de un arco eléctrico entre dos explosores cuya operación esta determinada de antemano de acuerdo a la tensión a la que va a operar. En la figura 2.10 se observa un pararrayos convencional para subestaciones eléctricas:

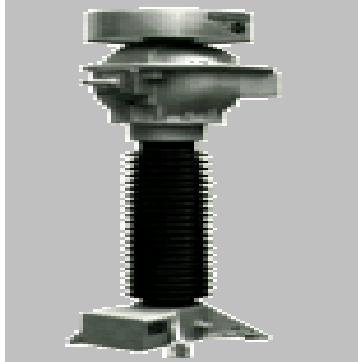


Figura 2.10 Pararrayos

Tomado de: www.vatech-td.com.ar

Se fabrican diferentes tipos de pararrayos, basados en el principio general de operación; por ejemplo: los más empleados son los conocidos como “pararrayos tipo autovalvular” y “pararrayos de resistencia variable”.

El pararrayos tipo autovalvular consiste de varias chapas de explosores conectados en serie por medio de resistencias variable cuya función es dar una operación más sensible y precisa. Se emplea en los sistemas que operan a grandes tensiones, ya que representa una gran seguridad de operación.

El pararrayos de resistencia variable funda su principio de operación en el principio general, es decir, con dos explosores, y se conecta en serie a una resistencia variable. Se emplea en tensiones medianas y tiene mucha aceptación en el sistema de distribución.

La función del pararrayos 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 del sistema.

Los pararrayos protegen también a las instalaciones contra descargas directas, para lo cual tiene un cierto radio de protección. Para mayor seguridad a las instalaciones contra las cargas directas se instalan unas varillas conocidas como bayonetas e hilos de guarda semejantes a los que se colocan en las líneas de transmisión.

2.3.1.6. EQUIPO CARRIER DE COMUNICACIÓN

La bobina de bloqueo, también llamada Trampa de Onda o equipo carrier de comunicación, es un dispositivo destinado a ser instalado en serie en una línea de alta tensión. Su impedancia debe ser despreciable a la frecuencia de la red, de manera de no perturbar la transmisión de Energía, pero debe ser selectivamente elevada en cualquier banda de frecuencia utilizable para la transmisión por onda portadora. En la figura 2.11 se muestra una trampa de onda:

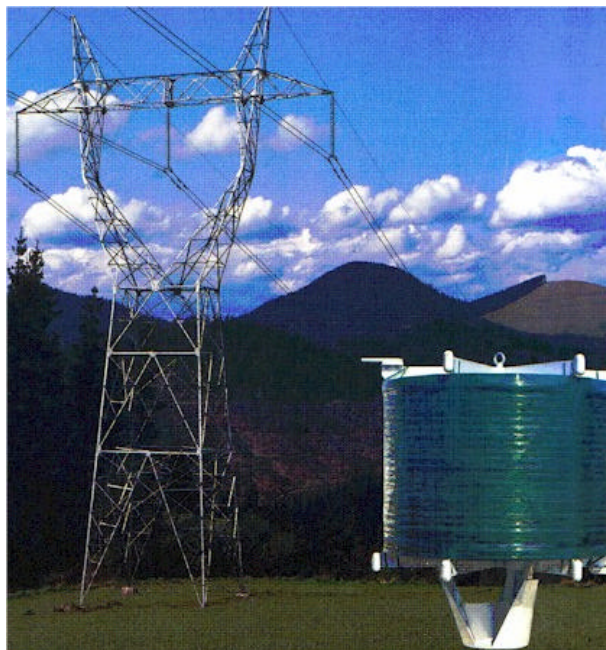


Figura 2.11 Trampa de onda

Tomado de: www.vatech-td.com.ar

El equipo consiste en un inductor principal, un dispositivo de protección, descargador, y un dispositivo de sintonización.

Algunas líneas largas llevan equipo carrier para comunicación, que es más confiable, más económico que el alambre piloto de comunicación, aun cuando el equipo terminal es mas complicado que el requerido para intercomunicación con alambre piloto.

Hay instalaciones en que el costo del equipo carrier es elevado, por lo que a veces se reduce al uso del canal carrier regular o telefónico de emergencia para el control del supervisor.

2.3.1.7. TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTO

Se denominan transformadores para instrumento los que se emplean para alimentación de equipo de medición, control o protección. Los transformadores para instrumento se dividen en dos clases:

2.3.1.7.1. Transformadores de corriente

2.3.1.7.2. Transformadores de potencial

A continuación se explican los diferentes tipos de transformadores para instrumento:

2.3.1.7.1. Transformadores de corriente

Se conoce como transformador de corriente a aquél cuya función principal es cambiar el valor de la corriente de uno más o menos elevado a otro con el cual se pueda alimentar a instrumentos de medición. Control o protección, como amperímetros, wátmetros, instrumentos registradores, relevadores de sobrecorriente, etc.

Su construcción es semejante a la de cualquier tipo de transformador, ya que fundamentalmente consiste de un devanado primario y un devanado secundario. La capacidad de estos transformadores es muy baja, se determina sumando las capacidades de los instrumentos que se van a alimentar, y puede ser 15, 30, 50, 60, y 70 VA.

Estos transformadores son generalmente de tamaño reducido y el aislamiento que se emplea en su construcción tiene que ser de muy buena calidad. Pudiendo ser en algunos casos resinas sintéticas (compound), aceite o líquidos no inflamables (Pyranol, clorextol, etc.).

En la figura 2.12 se muestra un transformador de corriente que se utiliza en subestaciones de alta tensión:



Figura 2.12 Transformador de corriente

Tomado de: www.vatech-td.com.ar

Como estos transformadores normalmente van a estar conectados en sistemas trifásicos, las conexiones que se pueden hacer con ellos son las conexiones normales trifásicas entre transformadores (delta estrella, delta, etc.). Es muy importante en cualquier conexión trifásica que se haga conectar correctamente sus devanados de acuerdo con sus marcas de polaridad, y siempre conectar el lado secundario a tierra.

Las relaciones de transformación son de diferentes valores, pero la corriente en el devanado secundario normalmente es de 5 amperes.

2.3.1.7.2. Transformadores de potencial

Se denomina transformador de potencial a aquél cuya función principal es transformar los valores de voltaje sin tomar en cuenta la corriente. Estos transformadores sirven para alimentar instrumentos de medición, control o protección que requieran señal de voltaje.

Los transformadores de potencial se construyen con un devanado primario y otro secundario; su capacidad es baja, ya que se determina sumando las capacidades de los instrumentos de medición, control o protección que se van a alimentar, y varían de 15 a 60 VA. Los aislamientos empleados son de muy buena calidad y son en general los mismos que se usan en la fabricación de los transformadores de corriente.

Se construyen de diferentes relaciones de transformación, pero el voltaje en el devanado secundario es normalmente de 115 volts. Para sistemas trifásicos se conectan en cualquiera de las conexiones trifásicas conocidas, según las necesidades. Debe tenerse cuidado de que sus devanados estén conectados correctamente de acuerdo con sus marcas de polaridad.

En la figura 2.13 se muestra un transformador de tensión utilizado en subestaciones de alta tensión:

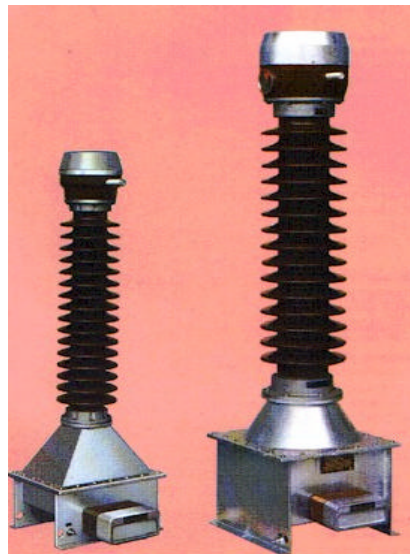


Figura 2.13 Transformador de tensión

Tomado de: www.vatech-td.com.ar

Los transformadores de instrumento tienen diferente precisión de acuerdo con el empleo que se les dé. A esta precisión se le denomina clase de precisión.

2.3.1.7.2.1. Clase de precisión

Los pertenecientes a la precisión de 0.1 son generalmente transformadores patrones empleados en laboratorios para calibración por contratación.

Los de 0.2 de precisión pueden emplearse como transformadores patrones o para alimentar instrumentos que requieran mucha precisión, como son instrumentos registradores, controladores, aparatos integrados, etc.

Los transformadores pertenecientes a 0.5 de precisión se emplean comúnmente para alimentar instrumentos de medición normal, como son amperímetros, voltímetros, wátmetros, barómetros, etc.

Los transformadores para instrumento que pertenecen a esta clase son empleados normalmente para alimentar instrumentos de protección como son relevadores; la tolerancia permitida en esta clase es de 2.5 al 10%.

3. FORMULACION DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Para el desarrollo de este trabajo se optó por implantar un programa de mantenimiento preventivo para los equipos de patio de una subestación eléctrica de alta tensión, ya que en el mantenimiento preventivo se trata de efectuar trabajos (de mantenimiento) con cierta regularidad, y esto con el objeto de evitar las roturas imprevistas, prevenir las posibles averías, desarrollando controles visuales y de parámetros, pero sobre todo analizando tiempos transcurridos entre intervenciones. Además se trata de hacer programas de revisiones periódicas apoyadas en el conocimiento de los equipos, y realizar acciones, cambios, limpiezas, y definir tareas mayores que se observan necesarias.

A continuación se explica el programa de mantenimiento en cuanto a su organización, programación y ejecución:

3.1. ORGANIZACIÓN DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

En la planeación, control, ejecución y evaluación de un programa de mantenimiento preventivo es necesario crear una serie de secciones o divisiones dentro de la subestación como pueden ser:

- ? Sección de inspección de equipos.
- ? Sección de Mantenimiento preventivo.
- ? Sección de planeación y mantenimiento de campo

Estas secciones tendrán las siguientes funciones:

Inspección

Generalmente, se encarga de inspeccionar los equipos con maquinarias sofisticadas sin sacarlo de servicio y reporta las condiciones anormales al grupo de mantenimiento preventivo.

Mantenimiento Preventivo

- ? Hace programación anual, mensual y especial (Parada de Planta).
- ? Hace listados de chequeos (Formatos).
- ? Evalúa Horas-Hombre.
- ? Elabora Órdenes de Trabajo.
- ? Evalúa los materiales necesarios.
- ? Hace interventoría a los trabajos programados.
- ? Evalúa resultados.

Planeación

- ? Recibe de mantenimiento preventivo los programas y órdenes de trabajo.
- ? Coordina y suministra al personal adicional necesario para la ejecución del mantenimiento.
- ? Coordina y suministra los repuestos y partes que se han evaluado en conjunto con el grupo de mantenimiento preventivo.

Mantenimiento de Campo

- ? Recibe programación, listas de chequeos y órdenes de Trabajo.
- ? Revisa el programa de mantenimiento y órdenes de trabajo y discrimina los trabajos en programas día a día de acuerdo con su parecer, experiencia y personal disponible.
- ? Ejecuta las labores de mantenimiento devuelve las listas de chequeos.

3.2. MODO DE OPERACION DEL MANTENIMIENTO

El grupo de mantenimiento preventivo, basado en los reportes de mantenimiento predictivo de inspección, elabora órdenes de trabajo semanal en las que se especifican los equipos incluidos y las horas-hombres necesarias para la ejecución.

Estas órdenes de trabajo se entregan a planeación para que la incorporen en el programa diario de trabajo elaborado por esta sección.

Al grupo de mantenimiento de campo se le entrega copia del programa semanal y formatos con las actividades a realizar; cuando estas labores se ejecutan, se devuelven los formatos ya diligenciados a mantenimiento preventivo.

El grupo de mantenimiento preventivo recibe los formatos, los analiza y genera listados de correctivos que de acuerdo con su magnitud se especifican como urgentes.

3.3. EJECUCION DEL MANTENIMIENTO

Una vez se hayan generado las órdenes de trabajo para la realización de las labores de mantenimiento preventivo, se procede a encargar a las personas que se considera aptas para realizar el trabajo descrito en la orden recibida para el área interesada. Generalmente los trabajos de mantenimiento preventivo eléctrico se programan con los de mecánica aprovechando que está parado el equipo.

3.4. DETERMINACION DE LOS REQUERIMIENTOS DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

En base a los parámetros que a continuación se señalan se escogieron los equipos y accesorios de patio que funcionan dentro de la subestación:

1. Transformador de Potencia
2. Interruptores o Disyuntores
3. Transformador de Corriente
4. Transformadores de Tensión
5. Reconnectadotes
6. Seccionadores
7. Pararrayos

3.5. PROCEDIMIENTOS DE MANTENIMIENTO

De acuerdo con su especialidad, se elaboraron unos procedimientos que contienen las actividades y como realizarlas según el nivel de mantenimiento para cada uno de los equipos anteriormente mencionados. (Ver capítulo 4.)

3.6. DOCUMENTOS DE SOPORTE

Como documento de soporte se diseñaron los siguientes formatos a ser usado en la ejecución del plan:

? Solicitud Orden de Trabajo S.O.T.

Representa la formalización de la necesidad de autorización de los trabajos de mantenimiento a cualquier defecto presentado en las inspecciones y demostraciones de estado de funcionalidad de todos y cada uno de los equipos y accesorios de la subestación.

Como se señaló anteriormente en la programación, cada vez que se realice una prueba, se realizará también una inspección visual y cerciorar del funcionamiento de cada uno de los equipos y componentes descritos anteriormente.

Si alguno de ellos presenta alguna falla, será reportado al Departamento mediante éste formato, y el Jefe del departamento lo anotará en la hoja de programación estableciendo la fecha y prioridad de ejecución.

En algunos casos especiales, se podrá resolver el problema ahí mismo, sin embargo, será llenada la orden como constancia de haber realizado dicha labor.

Estas planillas serán las pruebas y bases de la ejecución de los trabajos de mantenimiento de las subestaciones.

Llevará un número correlativo y fecha de solicitud para controlar y archivar dichos formatos. (Ver anexo A)

? **Lista de Chequeo**

Las listas de verificación o chequeo es un formato para efectuar las inspecciones. Permitirán orientar y dirigir a la persona encargada de usarla, sobre los puntos que deben comprobarse sin dejar nada en la memoria.

Estas listas tienen un gran valor para la ejecución de las actividades del mantenimiento preventivo, ya que una inspección bien realizada permite detectar la existencia de anomalías y discrepancias que pueden convertirse en fallas potenciales o incipientes. (Ver anexo B)

? **Registro de Antecedentes e Historial**

Será donde se lleve el registro de las condiciones de operación de los trabajos ejecutados por reparaciones totales o parciales, programadas o no. Con este documento se basará para las reprogramaciones de los planes de mantenimiento preventivo en los próximos años. (Ver anexo C)

? **Tarjeta maestra**

En esta se recopila la información técnica de cada uno de los equipos incluidos en el programa.

Dentro de la tarjeta maestra se encuentran los siguientes datos:

Especificaciones del equipo: aquí se incluye el nombre del equipo, su código previamente estipulado, la función que desempeña y a dependencia pertenece. (Ver anexo D)

3.7. CONTROL Y SEGUIMIENTO

Este control será llevado por la sección de mantenimiento preventivo de la subestación bajo la supervisión de la sección de Mantenimiento de campo, la cual podrá estadísticamente comprobar lo satisfactorio del programa en base a las reducciones de las interrupciones de la subestación comparándola con las del año pasado.

3.8. VALIDACION DEL MODELO

La validación del modelo planteado como manual de mantenimiento de los equipos de patio de subestaciones aisladas por aire, no se pudo implementar en una de las subestaciones de la región, debido a las restricciones que se tienen para el acceso de personal ajeno a la subestación.

Cabe destacar que se hicieron todos los esfuerzos por validar este modelo en una subestación pero esta practica es totalmente prohibida a personal que no hace parte de la planta y que no esta altamente capacitado para realizar las pruebas de mantenimiento que se enuncian este proyecto.

4. DESCRIPCION DE LAS TAREAS A REALIZAR

4.1 MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES

4.1.1. Inspección Visual

- Montaje adecuado y nivelación
- Estado de los aisladores
- Fijación, frenos y anclaje
- Limpieza y pintura
- Signos de corrosión del equipo
- Estanqueidad de las juntas
- Placa característica
- Identificación de todos sus componentes
- Chequeo del sistema de aterramiento
- Chequeo de los indicadores de nivel de aceite de la cuba y del conservador
- Daños Físicos del transformador (golpes, abolladuras, etc.)
- Alineación y Separación entre cuernos rompe arcos (según normas)
- Sedimentación o pérdida de aceite
- Obstrucciones exteriores en los radiadores
- Obstrucciones en los ventiladores (si lo tiene)
- Estado del respiradero y elemento deshumificador
- Color de la sílica del deshidratador
- Estado de los indicadores de temperatura
- Estado del drenaje del aceite del transformador

4.1.2. Estado de funcionamiento en el cubículo del transformador

Verificar:

- Si existe alimentación de tensión A.C. y D.C.
- Conexionado de los tomacorrientes
- Existencia y funcionamiento del sistema anticondesación (resistencia de calefacción y termostato)

- Breakers y fusibles.
- Que todos los equipos regletas y conductores estén identificados de manera clara.
- Que los conductores tengan terminales
- El funcionamiento de los ventiladores (si los hay) en cuanto al sentido de giro y ubicación.
- Funcionamiento del cambio de tomas

4.1.3. Estado de funcionamiento en el armario de repartición de Transformadores

Verificar:

- Tomacorrientes de tensión A.C. y D.C.
- Funcionamiento de calefacción (resistencia y termostato)
- Breakers y fusibles
- Iluminación
- Disparos por protecciones
- Propias del transformador:
 - Relé Buchholz
 - Qualitrol o similar (50% de presión)
 - Temperatura de aceite
 - Temperatura de devanado
- Externas:
 - Relé de sobrecorriente
 - Relé diferencial
 - Relé masa-cuba

4.1.4 Pruebas a realizar

4.1.4.1. Relación de Transformación

? Usando el medidor de relación de transformación o TTR

4.1.4.1.1. Procedimiento

1. Identificar claramente los conectores del TTR:
 - ? Bornes "X" conectores en forma de mariposa: X1 negro, X2 rojo.
 - ? Bornes "H" conectores en forma de caimán: H1 negro, H2 rojo.

2. Verificar el buen estado del equipo de la siguiente manera:
 - ? Ajustar los diales en cero.
 - ? Conectar entre sí los bornes H1 y H2, los bornes X1 y X2 no deben tocarse entre sí.
 - ? Gire la manivela del generador hasta que el voltímetro indique 8 Volts. La aguja del amperímetro debe permanecer en cero, la aguja del "null" no debe reflectarse.

3. Las pruebas se deben hacer en todos los taps del cambiador de tomas.

4. Se conecta el equipo tal como se muestra en el catálogo del fabricante.

5. Para comprobar si la polaridad es la correcta giramos un cuarto de vuelta la manivela, si la aguja del "null" deflecta hacia la izquierda la conexión es correcta, pero si deflecta a la derecha se deben intercambiar los terminales H1 y H2.

6. Comenzar a girar los diales de izquierda a derecha, hasta obtener el valor donde se estabiliza, el voltaje debe ser 8 volts, y la corriente de excitación mínima.

7. Si al girar la manivela, se observa que la aguja del voltímetro no se mueve, el amperímetro indica "FULL ESCALA" y la manivela se pone dura, hay razones para sospechar que existe un cortocircuito entre espiras.
8. Si al girar la manivela se obtiene: tensión normal, corriente baja y no hay deflexión en el galvanómetro "NULL", es indicativo de un circuito abierto.
9. Los valores obtenidos no deben tener un error mayor del 0,5% del valor teórico en el taps. correspondientes.

4.1.4.2. Medición de Tensiones

4.1.4.2.1. Procedimiento

1. Aplicar tensión trifásica, 208 V en el lado de alta del transformador.
2. Medir las tensiones tanto en el lado de alta como en el de baja.
3. Calcular la relación de transformación y compararla con los datos de la placa característica.

Cualquiera que sea el método utilizado debe ejecutarse para cada posición del cambiador de tomas.

En cuanto al error permitido deberá consultarse el protocolo de pruebas del fabricante.

4.1.4.2.2. Equipos necesarios

- ? T.T.R.
- ? Fuente de alimentación trifásica
- ? Extensión trifásica
- ? Multímetro y accesorios

4.1.4.3. Grupo Vectorial

4.1.4.3.1. Procedimiento

1. Se une un terminal cualquiera del lado de alta con uno cualquiera del terminal de baja.
2. Aplicar tensión trifásica 208 V. en el lado de alta.
3. Medir la tensión para todas las combinaciones posibles o necesarias entre los terminales de alta y baja para el taps. Nominal.
4. Con los valores obtenidos se dibujan los vectores respectivos.
5. Si se dispone de un medidor de ángulo, se mide el ángulo entre las tensiones, sin necesidad de unir terminales.

4.1.4.3.2. Equipos necesarios

- ? Fuente de alimentación
- ? Extensión trifásica
- ? Medidor de ángulo
- ? Multímetro y accesorios

4.1.4.4. Termómetros y Termocuplas

4.1.4.4.1. Procedimiento

1. Colocar la termocupla a probar y un termómetro patrón en un recipiente lleno de aceite.
2. Calentar el recipiente con una cocinilla.
3. Comparar las lecturas del termómetro patrón con el termómetro a verificar y calcular el porcentaje de error.
4. Comprobar los valores de ajustes para alarmas y disparos.

4.1.4.4.2. Equipos necesarios

- ? Cocinilla eléctrica
- ? Termómetro patrón
- ? Extensión de alimentación

4.1.4.5. Circuitos de Corriente

4.1.4.5.1. Procedimiento

1. Hacer inyección secundaria de corriente
2. Con inyección de corriente por fase se chequeará el cableado secundario en todos los puntos correspondientes según planos.
3. Con corriente nominal se verificará la carga (V.A.) conectada a los secundarios de los T.C., midiendo la tensión directamente en los bornes secundarios del transformador de corriente

4.1.4.5.2. Equipos necesarios

- ? Inyector secundario de corriente
- ? Multímetro, pinza amperimétrica y accesorios
- ? Puntas de pruebas

4.1.5. Protecciones

4.1.5.0. Procedimiento

1. Simular que el transformador de potencia está en condiciones de servicio, es decir, con el interruptor cerrado.
2. Accionar manualmente cada relé de protección y observar que dispare el interruptor.
3. Verificar que aparezcan las señales correspondientes.
4. Reponer las señales y normalizar el tramo transformador.

4.1.5.1. Relé diferencial

4.1.5.1.1. Procedimiento

1. Verificar que los circuitos de corriente tengan una sola puesta tierra y que ésta sea en la borne del armario de repartición y no en los bornes secundarios de los T.C.
2. Verificar que la conexión de la protección diferencial sea la más adecuada para el transformador que se va a proteger (en magnitud y fase).

3. Verificar que la relación de transformación de los T.C. principales e intermedios es la correcta.
4. Comprobar que todo el cableado del circuito de corriente esté de acuerdo con los planos.
5. Inyectar corriente secundaria, desde la bornera en el armario de repartición del transformador, simulando condición de falla fuera del transformador (no debe circular corriente por la bobina de operación del relé) el relé no debe operar.
6. Inyectar corriente secundaria, simulando condición de falla del transformador (corriente por la bobina de operación del relé) y verificar que el relé actúe. Se chequeará para diferentes valores de ajustes del relé diferencial.
7. La inyección de corriente se debe hacer para las tres (03) fases independientemente.
8. El calibre mínimo del cable para los circuitos de corriente deberá ser No. 10.

4.1.51.2. Equipos necesarios

- ? Multímetro y accesorios
- ? Pinza amperimétrica
- ? Inyector secundario de corriente
- ? Peines de pruebas

4.1.5.2. Protección de cuba

4.1.5.2.1. Procedimiento

1. Asegurarse que la cuba esté completamente aislada de tierra y de cualquier accesorio que esté conectado a tierra.
2. Verificar que la puesta a tierra de la cuba, sea únicamente a través del transformador de corriente de masa-cuba, y que esté directamente conectado a la malla de tierra.
3. Chequear la relación de transformación del T.C. con inyección primaria de corriente y verificar el cableado según planos funcionales.
4. Provocar un disparo simulando una falla y observar que dispare el interruptor.
5. Verificar todas las señales.

4.1.5.2.2. Equipos necesarios

- ? Inyector primario de corriente y accesorios
- ? Multímetro y accesorios
- ? Pinza amperimétrica

4.1.5.3 Relé de Buchholz

4.1.5.3.1. Procedimiento

Activar el relé a fin de verificar el disparo y las señales correspondientes. El relé puede ser activado por medio de las siguientes formas:

1. Con una bomba neumática, si el relé tiene una toma para prueba mediante inyección de aire
2. Con los pulsadores de pruebas, que el relé tiene para tal fin
3. Si no se puede hacer ninguna de las anteriores, se cortocircuitan los bornes del relé.

4.1.5.4. Qualitrol

4.1.5.4.1. Procedimiento

Se acciona el dispositivo de actuación y se comprueba que halla disparo y señalización respectiva

4.1.5.5. Temperatura de arrollado

4.1.5.5.1. Procedimiento

En el momento en que se están probando las Termocuplas (calentándose en un recipiente con aceite) se verificará el disparo y señalización correspondiente

4.1.6. Aislamiento

4.1.6.1. Procedimiento

1. Aislar el transformador de barra.
2. Se desconectan todos los cables y conexiones de los bushings.
3. Desconectar los neutros de sus conexiones.

4. Cortocircuitar cada devanado usando los terminales de los bushings incluyendo el neutro correspondiente.
5. Dejar la cuba aterrada.
6. Conectar el terminal “ | ” del megger al devanado de alta y el terminal “ — ” a la cuba. Se acciona el megger previamente ajustado al valor de tensión a inyectar, el cual dependerá del transformador a probar. Con esta medida se determina el valor de resistencia entre alta y masa.
7. Para determinar el valor de resistencia entre baja y masa se hace similar al punto anterior.
8. El valor de resistencia entre alta y baja se determina colocando los terminales entre dichos devanados.
9. El valor de la lectura que se tomará, será el que indique la aguja del equipo luego que ésta se estabilice.
10. Los valores obtenidos serán corregidos a 20°C y no se podrán energizar ningún transformador que tenga menos de 1000 MW a 20°C.

4.1.6.2. Equipos necesarios

- ? Megger y accesorios.
- ? Cables para cortocircuitar los bushings.

4.1.7. Pruebas de aceite

4.1.7.1. Chispómetro

4.1.7.1.1. Procedimiento

1. No debe existir ambiente de lluvia.
2. Aterrizar la carcasa del Chispómetro.
3. Asegurarse que la distancia entre electrodos es de 2,5 mm.
4. Cuando se tome la muestra de aceite, se dejará drenar éste hasta que se considere que se ha botado todo el aceite depositado en la válvula.
5. Se tomarán muestras de la parte superior o inferior de la cuba y del conservador.
6. Lavar el recipiente del Chispómetro con el aceite. Luego llenarlo y dejarlo reposar por un tiempo aproximado de diez (10) minutos para que las burbujas de aire puedan escapar.
7. Verificar que la aguja está en la posición “cero”
8. Poner el interruptor “POWER ON” pulsar el interruptor “RESET” y esperar que la aguja este en posición “cero”.
9. Pulsar el botón “START” y automáticamente sube la tensión de prueba hasta que se produce la perforación del aceite, momento en el cual se prende la luz roja “FAILURE”.

10. El movimiento adicional de la aguja es por inercia
11. Anotar el valor obtenido
12. Para repetir la prueba pulsar el botón "RESET" y esperar que la aguja regrese a cero
13. Se tomarán cinco (05) lecturas esperando un tiempo de tres (03) minutos entre pruebas.
14. Se determinará el promedio de las cinco lecturas y deberá ser mayor o igual a 30 Kv., en caso contrario será indicativo de que el aceite necesita tratamiento con bomba de secado al vacío.

4.1.7.1.2. Equipos Necesarios

- ? Chispómetro escala de 0 a 60 Kv.

4.1.7.2. Prueba de aceite con el doble

1. Los puntos 1, 4 y 5 de la prueba anterior son similares.
2. Al tomar las muestras, dréñese suficiente cantidad de aceite, para permitir que se limpie cualquier impureza o agua depositada en la válvula.
3. Llenar el recipiente con aceite.
4. Llenar la celda o recipiente hasta $\frac{3}{4}$ pulgadas por encima de la parte superior del cilindro interior.

5. Colocar la celda en un lugar nivelado y colocarle su tapa.
6. Dejar reposar el aceite por un tiempo de 10 a 15 minutos.
7. Colocar el gancho de alto voltaje al asa de la tapa.
8. El anillo colocado en la parte superior de la tapa, se conecta el anillo de guarda previsto para tal fin en el cable de potencia.
9. Conectar la celda a tierra usando el saliente metálico del cilindro exterior previsto para ello.
10. Mantener una separación de por lo menos una (1) pulgada entre las toma de alto voltaje y la conexión de guarda, para evitar que salten arcos entre dichas partes.
11. Elevar la tensión hasta 2.5 Kv.
12. Tomar las mediciones de Mva y Mw y calcular el factor de potencia.
13. Los valores de factor de potencia serán corregidos a 20°C.
14. Aceites con factores de potencia menor de 0,5% a 20°C son considerados satisfactorios. Aceites con Fp mayores de 0,5% deben remplazarse.

4.1.8 RECOMENDACIONES GENERALES

4.1.8.1 Aterrizaje

El aterrizaje es para la seguridad y protección del trabajador, así mismo es responsabilidad del trabajador el uso y aplicación de las tierras. Los supervisores son responsables del adiestramiento del trabajador de manera que él entienda la necesidad de la aplicación del aterrizaje.

? Conductores temporales de aterrizaje

Los dos principios fundamentales relacionados con los conductores temporales de aterrizaje son:

- Provee un paso seguro de la corriente a tierra.
- Asegura el rápido aislamiento del circuito a través de relevadores al proveer una trayectoria de corriente de baja resistencia.

? Puntos de discusión

Los conductores temporales de aterrizaje son instalados para la seguridad y protección del trabajador y del equipo en caso de una energización inadvertida. Nadie puede predecir cuándo un accidente ocurrirá o cómo ocurrirá. Es por eso que conductores temporales de aterrizaje deberán instalarse en todas las tres fases y en todas las fuentes de energía.

Atención especial es requerida para verificar que el equipo para aterrizar tenga la capacidad eléctrica y mecánica para cada aplicación (si uno no es suficiente use dos en paralelo). Se deberá calcular la corriente de falla en la estación para determinar el tamaño apropiado de los conductores temporales de aterrizaje a ser usados.

Los conductores de aterrizaje deben ser lo más corto posible para evitar el hamaqueo.

Se recomienda el aterrizaje a los dos lados del equipo, ya que se mejora la resistencia en caso de una falla de fase a fase o falla trifásica. Proveer mejor protección es uno de los fundamentos de los conductores temporales de aterrizaje.

La cinta de neón o de color se deberá utilizar para demarcar la zona entre el área de trabajo muerta o sin energía y el área todavía energizada.

Todo el personal en la cuadrilla de trabajo deberá conocer los límites y puntos despejados y los trabajos a realizar deben ser ampliamente discutidos.

Los puntos de aislamientos deben ser asegurados con candado e identificados con tarjetas.

4.1.8.2. Seguridad industrial

Cuando se trabaje a alturas de más de 2.5 metros, los trabajadores deberán usar protección personal contra caídas desde alturas.

Los transformadores en los cuales se trabajará, deberán ser aterrizados a tierra. Cintas de neón o color deberá utilizarse para demarcar la zona energizada con la zona muerta.

4.2. MANTENIMIENTO DE INTERRUPTORES

4.2.1. Inspección Visual

- Montaje adecuado y nivelación
- Estado físico de los bushings
- Fijación y anclaje
- Limpieza y pintura
- Signos de corrosión
- Placa característica
- Sistema de aterramiento
- Daños Físicos (golpes, abolladuras, etc.)
- Sedimentación o pérdida de aceite (si es de tipo de aceite)

4.2.2. Estado de funcionamiento

Verificar:

- Si existe alimentación de tensión A.C. y D.C.
- Estado de los tomacorrientes
- Sistema de calefacción e iluminación
- Breakers y fusibles
- Que todos los equipos, regletas y conductores estén identificados de manera clara y de acuerdo con los planos
- Nivel de aceite (si es del tipo aceite)
- Los enclavamientos
- El ciclo de operaciones del interruptor
- El contador de operaciones y el indicador de posición
- Las señalizaciones y actuación de los presostátos, por variación de las presiones de SF₆, nitrógeno, aire, etc., según sea el caso

4.2.3. Pruebas a realizar

4.2.3.1. Resistencia de contacto con Ducter

4.2.3.1.1. Procedimiento:

1. Aislar completamente el interruptor
2. Limpiar con un cepillo las conexiones de los polos
3. Cerrar el interruptor varias veces y dejarlo cerrado
4. Conectar a los extremos de cada polo, los cables del medidor de resistencia (DUCTER).
5. Conectar los cables al equipo
6. Pulsar el botón y tomar la lectura correspondiente
7. El valor obtenido debe ser menor de 100 micro-ohmios

4.2.3.1.2. Equipos a utilizar

- ? Ducter
- ? Cargador
- ? Cables
- ? Cepillo de madera
- ? Extensión monofásica

4.2.3.2. Resistencia de contacto con impulsografo

4.2.3.2.1. Procedimiento

1. Conectar en los extremos de los polos del interruptor, un cable y conectarlo en las tomas de las pistas correspondientes a cada fase del impulsógrafo.
2. Ajustar máxima velocidad del impulsógrafo.
3. Accionar el impulsógrafo, dejar que éste adquiera la velocidad ajustada y dar una orden de apertura y cierre.
4. En la cinta del impulsógrafo se debe haber graficado el momento de apertura y cierre.
5. Con una regla milimetrada se medirá la discordancia entre las fases, tanto en la apertura como en el cierre.
6. La discordancia permitida será hasta cinco microsegundos.

4.2.3.2.2. Equipos a utilizar

1. Impulsógrafo y accesorios
2. Seis (06) puntas de pruebas con conectores adecuados
3. Extensión monofásica

4.2.3.3. Tiempos de apertura y cierre

4.2.3.3.1. Procedimiento

1. Se dejarán conectados dos polos al impulsógrafo.

2. Se tomarán muestra de la tensión de alimentación de alimentación de las bobinas de disparo y de cierre.
3. Las tomas de las muestras donde se van a graficar la señal de alimentación de las bobinas, será de 100 Kilohmios.

Esta toma tiene un borne positivo (+) y uno negativo (-) en donde se conectará la tensión de las bobinas de acuerdo a la polaridad. En el caso de la bobina de cierre, que la alimentación es corriente alterna, la fase se conectará al borne positivo y el neutro al negativo.

4. Accionar el impulsógrafo y luego operar el interruptor
5. Con una regla milimetrada se medirá el tiempo en que aparece la orden en la bobina y el momento en que se ejecuta la acción. El tiempo máximo de apertura será de 83 mseg.

4.2.3.3.2. Equipos a Utilizar

- ? Impulsógrafo y accesorios
- ? Seis puntas de prueba con conectores adecuados
- ? Extensión monofásica

4.2.3.4. Relé antibombeo

4.2.3.4.1. Procedimiento

1. Colocar un dispositivo directamente en la bobina de disparo, estando el interruptor abierto.
2. Cerrar el interruptor y dejar el conmutador en la posición "cierre".

3. El interruptor ejecutará la orden de cierre y de apertura y debe permanecer en posición “abierto”.

4.2.3.4.2. Equipos a Utilizar

- ? Puntas de pruebas

4.2.3.5. Inyección primaria de corriente:

4.2.3.5.1. Procedimiento

1. Cerrar el interruptor.
2. Quitar el dispositivo de disparo de la protección.
3. Conectar los cables del inyector a los extremos de cada polo.
4. Accionar el inyector de corriente.
5. Se debe medir corriente en la fase que se está inyectando, y en el neutro, tanto en el núcleo de medición como el de protección, de acuerdo con los planos.
6. Se verificará la relación de transformación.
7. Para conectar la polaridad de los transformadores de corriente se hará inyección entre fases, en cuyo caso no habrá corriente por el neutro.
8. A corriente nominal se medirá la tensión en los bornes secundarios del transformador, a cada núcleo, se calcularán los V.A. y se verificará que esté por debajo del valor de la placa.

4.2.3.5.2. Equipos Necesarios

- ? Inyector primario de corriente
- ? Puntas de pruebas
- ? Pinza amperimétrica
- ? Multiamperímetro

4.2.3.6. Resistencia de aislamiento

4.2.3.6.1. Procedimiento

1. Con el interruptor abierto se medirá la resistencia de aislamiento de los extremos de cada polo con respecto a la cuba del interruptor.
2. Se conectará el borne (+) del megger al extremo del polo y el borne (-) a la cuba del interruptor.
3. Se tomarán los valores luego de que la aguja del equipo se estabilice.
4. Con el interruptor cerrado se tomarán las medidas de resistencia de cada fase.

4.2.3.6.2. Equipos a Utilizar

- ? Megger y accesorios

4.2.4 RECOMENDACIONES GENERALES

4.2.4.1 Aterrizaje

? Cables y Conexiones temporales a tierra - Seguridad Industrial

El aterrizaje se hace por seguridad de los trabajadores, así que es el trabajador el responsable de la aplicación y uso de tierras. El supervisor es responsable de hacer conciencia en el trabajador de la necesidad e importancia del aterrizaje.

Los dos propósitos fundamentales del aterrizaje y sus conexiones son:

- Proveer un paso de corriente de forma segura
- Asegurar el rápido aislamiento del circuito a través de los relés proveyendo un paso de corriente de baja resistencia.

? Puntos de discusión

Se instalan tierras temporales para protección de los trabajadores y el equipo de una energización accidental. Nadie puede predecir cuándo o como una energización accidental va a ocurrir, así que se instalan tierras temporales en las tres fases de toda fuente de energización.

Se debe prestar especial atención para asegurar que el equipo de aterrizaje temporal tiene la adecuada capacidad eléctrica y mecánica para cada aplicación. Corrientes de falla en estación deberán ser calculadas para elegir el calibre adecuado de aterrizaje.

Los cables a tierra deben usarse tan cortos como sea posible para prevenir el latiguo.

Se prefiere el método de aterrizaje en cadena (de fase a fase a fase a tierra) en ambos lados del equipo ya que se mejora la resistencia para fallas trifásicas o

fallas de fase a fase. Una mejor confiabilidad de la protección es una de las dos razones fundamentales del uso de cables temporales de aterrizaje.

Barreras con cintas deben instalarse con el propósito de identificar las fronteras entre el área aislada y la energizada.

Todo el personal deberá conocer las zonas despejadas y enllavadas donde se puede trabajar y el trabajo a realizar debe ser discutido previamente.

Los puntos despejados deben ser bien identificados.

4.2.4.2. Seguridad Industrial

Los trabajadores deben usar protección contra caídas adecuadas cuando estén trabajando a Alturas de más de 2.5 metros.

4.3. MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

4.3.1. Inspección Visual

- Montaje adecuado y nivelación
- Estado de los aisladores
- Limpieza y pintura
- Signos de corrosión del equipo
- Placa característica
- Chequeo del sistema de aterramiento
- Daños Físicos del transformador (golpes, abolladuras, etc.)
- Estanqueidad de la caja de bornes secundarios
- Cortocircuito y aterramiento de los secundarios de reservas

4.3.2. Pruebas a realizar

4.3.2.1. Relación de Transformación

4.3.2.1.1. Procedimiento

1. Conectar los cables del inyector primario de corriente a los extremos del transformador de corriente
2. Inyectar, si es posible corriente nominal primaria y medir la corriente secundaria
3. Calcular la relación de transformación y compararla con los datos de la placa

4.3.2.1.2. Equipos a utilizar

- ? Inyector primario de corriente y accesorios
- ? Multímetro
- ? Pinza amperimétrica
- ? Puntas de prueba

4.3.2.2. Polaridad

4.3.2.2.1. Procedimiento

1. Para verificar que la polaridad de los T.C. y la conexión de los secundarios a los equipos es la correcta, se hace inyección entre fases.
2. Se conectarán los cables del inyector en los bornes "P1" de los T.C. de la fase "R" y "S" y se puentean los bornes "P2".
3. Se inyecta el 50% de corriente nominal y se debe constatar que no haya corriente por el neutro.

4.3.2.2.2. Equipos a utilizar

- ? Inyector primario de corriente y accesorios
- ? Inyector secundario de corriente
- ? Multímetro
- ? Pinza amperimétrica y puntas de pruebas

4.3.2.3. Carga conectada

4.3.2.3.1. Procedimiento

1. Inyectar corriente primaria, si no es posible, inyectar directamente en los bornes secundarios corriente nominal secundaria, con un inyector de corriente secundario.

2. Medir la tensión en los bornes de cada núcleo y calcular los V.A.
3. Comparar los valores obtenidos con los datos de la placa.

4.3.2.3.2. Equipos a utilizar

- ? Inyector primario de corriente
- ? Inyector secundario de corriente
- ? Multímetro
- ? Pinza amperimétrica y puntas de prueba

4.3.2.4. Correspondencia de cada secundario con su carga

4.3.2.4.1. Procedimiento:

1. Inyectar corriente primaria (50%)
2. Cortocircuitar cada núcleo (medición y protección) independientemente.
3. Verificar que la corriente se anule, en los equipos correspondientes al núcleo que se está cortocircuitando.

4.3.2.4.2. Equipos a utilizar

- ? Inyector primario de corriente
- ? Multímetro
- ? Pinza amperimétrica y puntas de prueba

4.4. MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE TENSION

4.4.1. Inspección Visual

- Montaje adecuado y nivelación
- Estado de los aisladores
- Limpieza y pintura
- Signos de corrosión del equipo
- Placa característica
- Chequeo del sistema de aterramiento
- Daños Físicos del transformador (golpes, abolladuras, etc.)
- Estanqueidad de la caja de bornes secundarios
- Cortocircuito y aterramiento de los secundarios de reservas
- Compatibilidad de las conexiones primarias con los planos

4.4.2. Pruebas a realizar

4.4.2.1. Relación de Transformación

4.4.2.1.1. Procedimiento

1. Conectar los bornes primarios del transformador patrón a los bornes primarios del transformador a probar.
2. Conectar los bornes secundarios del transformador patrón a una fuente variable de A.C.
3. Verificar que el cableado secundario de los transformadores a probar no tienen ningún cortocircuito.

4. Comenzar a aplicar lentamente tensión en los bornes del transformador patrón. Se aplica hasta la tensión nominal secundaria.
5. Medir la tensión secundaria de los transformadores a verificar, calcular la relación de transformación y compararlo con los datos de la placa.

NOTA: MIENTRAS SE ESTE HACIENDO LA PRUEBA NO SE PUEDEN TOCAR LOS BORNES DE ALTA DEL TRANSFORMADOR PATRON YA QUE HAY ALTA TENSION.

4.4.2.1.2. Equipos a utilizar

- ? Transformador patrón
- ? Multímetro
- ? Variac. o fuente variable de tensión
- ? Puntas de prueba

4.4.2.2. Polaridad

4.4.2.2.1. Procedimiento

1. Hacer las conexiones entre el transformador patrón y el que se está verificando.
2. Medir las tensiones secundarias.
3. Medir la tensión entre los bornes de fase secundarios del transformador patrón y el que se está bajo ensayo.

4. Si la polaridad es correcta y la relación de transformación es la misma, el valor obtenido deberá ser aproximadamente cero (0). Si la relación de transformación es diferente, la medición obtenida será la diferencia entre las tensiones secundarias.

4.4.2.2.2. Equipos a utilizar

- ? Transformador de tensión patrón
- ? Multímetro
- ? Puntas de pruebas

4.5. MANTENIMIENTO DE RECONECTADORES

4.5.1. Inspección Visual

- Montaje adecuado y nivelación
- Estado físico de los bushings
- Fijación y anclaje
- Limpieza y pintura
- Signos de corrosión
- Placa característica
- Sistema de aterramiento
- Daños Físicos (golpes, abolladuras, etc.)
- Pérdida de aceite (si es de tipo de aceite)

4.5.2. Pruebas a realizar

4.5.2.1. Resistencia de aislamiento

4.5.2.1.1. Procedimiento

1. Cerrar el reconector.
2. Conectar el borne (+) del megger al extremo de un polo, el borne (-) conectarlo a la cuba.
3. Accionar el megger y tomar el valor cuando la aguja del aparato se estabilice.
4. Se debe medir la resistencia de aislamiento en cada polo independientemente.

4.5.2.1.2. Equipos a utilizar

- ? Megger y accesorios

4.5.2.2. Rigidez dieléctrica del aceite

4.5.2.2.1. Procedimiento

Esta prueba se realiza siguiendo el mismo procedimiento descrito para el aceite de los transformadores de potencia

4.5.2.3. Corriente mínima de disparo

4.5.2.3.1. Procedimiento

1. Cerrar manualmente el reconector.
2. Bloquear el disparo de falla a tierra.
3. Conectar los cables del inyector primario de corriente en los extremos del polo a probar.
4. Incrementar la corriente desde cero y tomar el valor de la corriente máxima antes de que ésta disminuya y/o dispare el reconector.
5. Se hará esto en todas las fases.

4.5.2.3.2. Equipos a utilizar

- ? Inyector primario de corriente
- ? Multímetro y pinza amperimétrica
- ? Puntas de prueba

4.5.2.4. Secuencia de disparo rápido, lento y apertura definitiva

4.5.2.4.1. Procedimiento

1. Mueva la manilla de operación manual a la posición “cerrado” y cierre manualmente el reconectador.
2. Ajustar el inyector de corriente a tres veces la corriente nominal de la bobina de disparo.
3. Actuar el inyector y el reconectador debe disparar.
4. Inmediatamente después de escucharse los dos sonidos “CLICKS” cierre el reconectador manualmente, para la próxima operación de disparo.
5. Medir el tiempo de cierre.
6. Observése el número de operaciones de disparo rápido y/o lento hasta la apertura definitiva. Debe coincidir con las especificaciones de la placa y con el ajuste que se tenga.
7. Cuando se alcance la apertura definitiva, la manilla de operación manual caerá y el mecanismo de cierre se volverá inoperante.

4.5.2.4.2. Equipos a Utilizar

- ? Inyector primario de corriente
- ? Cronómetro
- ? Multímetro y pinza amperimétrica
- ? Puntas de pruebas

4.5.2.5. Corriente mínima de disparo a tierra

4.5.2.5.1. Procedimiento

1. Desbloquear el disparo de falla a tierra.
2. Seguir el procedimiento descrito en el punto 4.5.2.3.

4.5.2.5.2. Equipos a Utilizar

- ? Inyector primario de corriente
- ? Multímetro y pinza amperimétrica
- ? Puntas de pruebas

4.5.2.6. Secuencia de disparos rápidos y lentos por corriente de tierra

4.5.2.6.1. Procedimiento

1. Ajustar el valor de corriente del inyector por encima del valor de corriente mínima y de disparo a tierra por debajo del nivel mínimo de disparo de fase
2. Seguir el procedimiento descrito en el punto 4.5.2.5.

4.5.2.6.2. Equipos Necesarios

- ? Inyector primario de corriente
- ? Puntas de pruebas
- ? Pinza amperimétrica
- ? Multiamperímetro
- ? Cronómetro

4.6. MANTENIMIENTO DE SECCIONADORES

A estos accesorios no se entran dentro del mantenimiento preventivo, pero serán revisados cada vez que se realicen las inspecciones visuales y estado de funcionamiento, garantizando así un mejor funcionamiento de la sub-estación

4.6.1. Inspección Visual

- Montaje adecuado y nivelación
- Limpieza y pintura
- Sistema de aterramiento y parrillas de maniobras
- Daños Físicos (golpes, abolladuras, etc.)
- Estado de los contactos
- Conexión con los conductores

4.6.2. Estado de funcionamiento

Verificar:

- En los seccionadores tripolares verificar la simultaneidad de los contactos en las maniobras de apertura y cierre.
- En los seccionadores monopolares verificar las operaciones de apertura y cierre.
- Verificar el estado de los contactos.

4.6.2.1. Equipos a utilizar

- ? Pértiga de alta tensión.

4.7. MANTENIMIENTO DE PARARRAYOS

4.7.1. Inspección Visual

- Montaje adecuado y nivelación
- Limpieza y pintura
- Sistema de aterramiento y parrillas de maniobras
- Daños Físicos (golpes, abolladuras, etc.)
- Conexión con los conductores

4.7.2. Estado de funcionamiento

El mantenimiento de los pararrayos es prácticamente nulo debido a que tienen una vida útil relativamente larga. Se debe tener en cuenta el número de veces en las cuales el pararrayo ha actuado al momento de haber ocurrido una sobretensión. Si este número de intervenciones supera al estimado por el fabricante es necesario reemplazar el pararrayo por otro.

CONCLUSIONES

Con la elaboración de este trabajo se obtuvo un Manual para el mantenimiento de equipos de patio de subestaciones de alta tensión aislada por aire con los diferentes procedimientos y formatos para la ejecución de un mantenimiento preventivo en dichas subestaciones.

Los objetivos que se plantearon al principio del proyecto se cumplieron en un 80% debido a que no se pudo realizar la validación del modelo de manual de mantenimiento planteado, por que no fue posible su implantación en una de las subestaciones de la ciudad por motivos de seguridad de dichas subestaciones ya que es casi imposible que personal ajeno a la subestación ingrese a la misma.

Se hizo una clasificación general de los equipos de patio mas importantes de la subestación, los cuales sirvieron como pauta para la elaboración de cada uno de los mantenimientos preventivos de estos equipos.

Se opto por realizar un mantenimiento preventivo de los equipos de patio de una subestación por que con este mantenimiento se trata de efectuar trabajos (de mantenimiento) con cierta regularidad, y esto con el objeto de evitar las roturas imprevistas, prevenir las posibles averías, desarrollando controles visuales y de parámetros, pero sobre todo analizando tiempos transcurridos entre intervenciones. Además se trata de hacer programas de revisiones periódicas apoyadas en el conocimiento de los equipos, y realizar acciones, cambios, limpiezas, y definir tareas mayores que se observan necesarias.

Finalizado este trabajo, esperamos sea de útil ayuda para el mantenimiento de equipos de patio en una subestación eléctrica, y que su implementación en las subestaciones sea de gran ayuda para la prevención de fallas y/o averías en los equipos.

Los resultados se irán dando a medida que trascienda la realización de este programa. El mismo podrá servir como basamento para el diseño de un sistema computarizado para el almacenaje y control de la información recabada.

Para la implantación del programa de mantenimiento propuesto son necesarias ciertas condiciones; quizás la más importante es la referente a la participación ideológica (conocimiento participativo) de todos los sectores involucrados en la marcha de los programas. Es necesario un pleno convencimiento a nivel superior de la necesidad de su implantación; además, se necesita un profundo conocimiento de los programas, de su metodología y de su administración para que rinda verdaderos frutos.

Los niveles directivos pueden estar esperando resultados concretos de disminución de costos y reducción en el número de paradas en un lapso muy corto de tiempo, pero se requiere un período de tiempo razonable para dejarlos en perfecto funcionamiento.

La realización de éste programa se irá perfeccionando conforme el comportamiento de los equipos y accesorios a mantener. Lo importante es comenzar.

Es obvio que todo cambio implica traumas, dificultades y por tanto, la implantación de estos programas en las subestaciones deben ser en forma progresiva y deben hacerse en una unidad piloto. Un lapso de tiempo prudencial para la implantación de los programas es de uno a dos años.

Por último, queda demostrado la facilidad en la cual puede realizarse un mantenimiento a tiempo antes de que ocurra la interrupción y ocasione grandes pérdidas para la subestación, objetivo importante de éste programa.

BIBLIOGRAFIA

- ✍ ABB HV SWITCHGEAR. Interruptores de Alta Tension. 1990
- ✍ CAMARENA M, Pedro, Manual de mantenimiento eléctrico industrial. 2da edición. CECSA México. 1989.
- ✍ ENRIQUEZ HARPÉR, Gilberto, Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión 2da edición.
- ✍ MORROW, L.C, Manual de mantenimiento industrial organizacional. 2da edición. CECSA México. 1991.
- ✍ NTC 375. Medida de la resistencia de los devanados de un transformador. 1995. 20 pag.
- ✍ NTC 471. Relación de transformación, Verificación de polaridad y relación de fase. 1995. 28 pag.
- ✍ NTC 836. Niveles de aislamiento. 1995. 15 pag.
- ✍ ROSALER, Robert C. Manual del ingeniero de plante. Segunda edicion. Mc-Graw Hill. 1998.
- ✍ SIEMENS. Transformadores de Potencia y Distribución. 1995
- ✍ SACRISTAN, Francisco Rey, Manual de mantenimiento de maquinas y equipos eléctricos 3° ed. CEAC S.A. 1981.

- ✍ TAMAYO DOMINGUEZ, Carlos Mario, Mantenimiento preventivo. UTB-UIS. Cartagena. 2000
- ✍ TOVAR MONTERROSA, Jorge, Manual de mantenimiento preventivo de transformadores y motores en plantas térmicas. Tesis. 2000
- ✍ YEPEZ, Cesar. Instalación y Mantenimiento de Transformadores de potencia. Mc-GrawHill

PAGINAS WEB DE REFERENCIA:

- ✍ www.preeica.Ca
- ✍ www.ing.unlp.edu.ar/sispot/at-index.htm.
- ✍ www.siemens.com.ar
- ✍ www.abb.com.ar
- ✍ www.vatech-td.com.ar

ANEXOS

ANEXO A. SOLICITUD ORDEN DE TRABAJO

NOMBRE DEL EQUIPO:		• MECANICA • SERV. GENERALES	• ELECTRONICA • ELECTRICA
REQUERIDO POR:		FECHA:	No.
PARA EL DIA:	PRIORIDAD:	TIEMPO ESTIMADO:	
RAZON DEL REQUERIMIENTO: • MODIFICACION	• SEGURIDAD • PARTE ROTA	• DANO • OTROS	• AJUSTE • REEMPLAZO
TRABAJO REQUERIDO:			
CONDICIONES ESPECIALES:			
EQUIPOS, HERRAMIENTAS E INSTRUMENTOS A UTILIZAR			
TRABAJO REALIZADO:			
PARADA DEL EQUIPO FECHA: HORA:		ARRANQUE DEL EQUIPO FECHA: HORA:	TIEMPO REAL DE EJECUCION
APROBADO POR:		EJECUTADO POR:	H.H. UTILIZADAS

**ANEXO B. LISTA DE CHEQUEO Y VERIFICACION
(CHECK-LIST)**

INSPECCION VISUAL

	BUE	MAL	NEX	NSA
MONTAJE				
NIVELACION				
 AISLADORES				
FIJACION				
FRENOS				
ANCLAJE				
LIMPIEZA				
PINTURA				
CORROSION				
ESTANQUEIDAD				
PLACA CARACTERISTICA				
IDENTIFICACION DE COMPONENTES				
ATERRAMIENTO				
INDICADORES DE NIVEL DE ACEITE				
DAÑOS FISICOS (GOLPES), ABOLLADURAS				
ALINEACION Y SEPARACION ENTRE CUERNOS ROMPE ARCOS				
SEDIMENTACION				
PERDIDAS DE ACEITE				
OBSTRUCCIONES EXTERIORES EN EL SISTEMA DE VENTILACION				
RESPIRADERO				
ELEMENTOS DESHUMIFICADORES				
COLOR DE LA SILICA DEL DESHIDRATADOR				
INDICADORES DE TEMPERATURA				
DRENAJE DEL ACEITE				
ESTADO FISICO DE LOS BUSHINGS				
COMPATIBILIDAD DE LAS CONEXIONES PRIMARIAS CON LOS PLANOS				
CORTOCIRCUITO Y ATERRAMIENTO DE LOS SECUNDARIOS DE RESERVA				
FUSIBLES EN LAS CONEXIONES SECUNDARIAS				
PARRILLAS DE MANIOBRAS				
ESTADO DE LOS CONTACTOS Y TERMINALES				
CONEXION CON LOS CONDUCTORES				

RECOMENDACIONES:

ESTADO DE FUNCIONAMIENTO

	BUE	MAL	NEX	NSA
ALIMENTACION DE TENSION A.C. D.C.				
CONEXIONADO DE LOS TOMACORRIENTE				
EXISTENCIA Y FUNCIONAMIENTO SISTEMA CONDENSACION				
BREAKERS Y FUSIBLES				
IDENTIFICACION DE EQUIPOS, REGLETAS Y CONDUCTORES				
QUE LOS CONDUCTORES TENGAN TERMINALES				
FUNCIONAMIENTO SISTEMA DE VENTILACION				
FUNCIONAMIENTO CAMBIO DE TOMAS				
FUNCIONAMIENTO DE CALEFACCION				
ILUMINACION				
DISPAROS POR PROTECCIONES				
NIVEL DE ACEITE				
CICLO DE OPERACIONES DEL INTERRUPTOR				
CONTADOR DE OPERACIONES Y EL INDICADOR DE POSICION				
SEÑALIZACIONES Y ACTUACION DE LOS PRESOSTATOS				
SIMULTANEIDAD DE APERTURA Y CIERRE DE LOS SECCIONADORES				
TRIPOLARES				
OPERACIONES DE APERTURA Y CIERRE DE LOS SECCIONADORES				
MONOPOLARES				
ESTADO DE LOS CONTACTOS				
OBSTRUCCIONES EXTERIORES EN EL SISTEMA DE VENTILACION				

RECOMENDACIONES:

NOMBRE DE LA SUB-ESTACION:	FECHA VISITA:

LEYENDA

BUE: BUENO
 MAL: MALO
 NEX: NO EXISTE EL EQUIPO, DISPOSITIVO, ACCESORIO ETC.
 NSA: NO SE APLICA

ANEXO D. TARJETA MAESTRA DE EQUIPOS

INFORMACIÓN GENERAL DEL EQUIPO									
CODIGO		EQUIPO		SERVICIO					
FECHA ADQUISICION			FECHA DE ARRANQUE		USO CONTINUO		INTERMITENTE		OCASIONAL
CENTRO DE COSTOS					NUMERO ACTIVO CONTABLE				
ESPECIFICACIONES TECNICAS DE COMPONENTES									
ESTADO									
MARCA									
SERIE									
TENSIÓN MAXIMA									
TIPO DE CORRIENTE									