

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**“MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES
DE TRANSMISIÓN”**

INFORME DE INGENIERÍA

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRICISTA**

PRESENTADO POR:

LEONARDO MARTÍN LAMA LIMA

PROMOCION 1 992 - I

LIMA – PERÚ

2 003

El presente trabajo lo dedico a mi abuelita Sofía, a mis padres Victor y Mercedes, a mi hija Claudia y a una amiga muy especial por quienes me esforcé para culminar mi carrera profesional.

MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES DE TRANSMISION

SUMARIO

El presente trabajo trata sobre la gestión del mantenimiento de las subestaciones de transmisión aplicada a una empresa concesionaria de distribución eléctrica como EDELNOR, optimizando los recursos a base de procedimientos mas seguros y de calidad para cada actividad.

El Capítulo 1 describe las principales características de las subestaciones de transmisión de la Empresa.

El Capítulo 2 presenta las definiciones que debe conocer el personal que trabaja en el área de mantenimiento de subestaciones de transmisión, como son: Las distancias mínimas de seguridad y aislamiento, características de los equipos de patio de llaves, la programación del mantenimiento.

El Capítulo 3 presenta las Estrategias de Mantenimiento que se implementará en la Empresa.

El Capítulo 4 presenta los recursos necesarios para los trabajos de mantenimiento.

El Capítulo 5 presenta las instrucciones de trabajo que se deben seguir para efectuar los trabajos de mantenimiento en las subestaciones de transmisión.

El Capítulo 6 presenta el Programa de Prevención de Riesgos, que es elaborado todos los años con el fin de prevenir accidentes. Se muestran algunos indicadores de gestión.

El Capítulo 7 presenta los costos de mantenimiento de las subestaciones y una descripción de los recursos necesarios.

Asimismo, se tiene una sección de Anexos con información complementaria referente al funcionamiento de los equipos y a los costos de los trabajos de mantenimiento.

TABLA DE CONTENIDO

PROLOGO	1
CAPITULO I	
DESCRIPCION DE LAS SUBESTACIONES DE TRANSMISION	2
CAPITULO II	
DEFINICIONES RELACIONADAS AL MANTENIMIENTO	
DE SUBESTACIONES DE TRANSMISION	10
2.1.- Subestación Eléctrica.	10
2.2.- Elementos	10
2.2.1.- Transformador de Potencia.	10
2.2.2.- Interruptor de Potencia.	13
2.2.3.- Seccionador Tripolar.	18
2.2.4.- Transformador de Corriente.	20
2.2.5.- Transformador de Tensión.	23
2.2.6.- Transformador Combinado de Tensión y Corriente.	26
2.2.7.- Pararrayos.	28
2.2.8.- Aisladores.	32
2.3.- Mantenimiento de Subestaciones.	34
2.3.1.- Mantenimiento Preventivo.	34

2.3.2.-	Mantenimiento Correctivo.	34
2.3.3.-	Mantenimiento Predictivo.	34
2.3.4.-	Programa de Mantenimiento Preventivo	35
2.4.-	Distancias de Aislamiento y Seguridad.	38
2.4.1.-	Distancia de Aislamiento.	38
2.4.2.-	Distancia de Seguridad.	39

CAPITULO III

ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO	43	
3.1.-	Definición de Estrategia de Mantenimiento	43
3.2.-	Clasificación de las subestaciones.	44
3.3.-	Posición Equivalente.	45
3.4.-	Mantenimientos Predictivos.	46
3.5.-	Mantenimientos Preventivos.	51
3.6.-	Síntesis del Mantenimiento de Subestaciones	51
3.7.-	Plan de Mantenimiento.	52

CAPITULO IV

RECURSOS NECESARIOS PARA LOS TRABAJOS DE MANTENIMIENTO	59	
4.1.-	Mano de Obra.	59
4.2.-	Materiales.	60
4.3.-	Equipos y Herramientas.	64
4.4.-	Implementos de Seguridad.	65

5.2.3.8.- Línea de Tierra de Equipos.	88
5.2.3.9.- Eliminar pérdida de aceite en equipos de patio de llaves.	89
5.2.3.10.- Mantenimiento de Caja Comando Gradín Conmutador MR	90
5.2.3.11.- Corrección de cuchillas desalineadas del seccionador	91
5.2.3.12.- Relleno y detección de gas SF6 a Interruptores	91
5.2.3.13.- Relleno de aceite a polos de interruptores	92
5.2.3.14. Reparación del aislamiento.	92
5.2.3.15.- Repintado de estructuras metálicas.	92
5.3. Recomendaciones para el desarrollo de los trabajos.	93

CAPITULO VI

PROGRAMA DE PREVENCIÓN DE RIESGOS 97

6.1.- Objetivos.	99
6.2.- Indicadores de Gestión.	100

CAPITULO VII

COSTOS DE MANTENIMIENTO 102

CONCLUSIONES 104

ANEXOS 107

ANEXO 1: CELDAS DE LAS SUBESTACIONES DE TRANSMISION 109

ANEXO 2: FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN LAS SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN 116

ANEXO 3 : FORMATOS DE TRABAJO 118

Boleta de seguridad.

Charla de 5 minutos.

Reporte de accidente o cuasi-accidente.

Acta de entrega de trabajo.

Reporte de inspección de seguridad.

Programa mensual de mantenimiento.

Análisis de Seguridad en la Tarea (AST).

ANEXO 4 : PRECIOS UNITARIOS DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO.	125
ANEXO 5 : RECURSOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS UNITARIOS EN TRABAJOS DE MANTENIMIENTO.	134
ANEXO 6 : ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE IMPLEMENTOS DE SEGURIDAD.	139
ANEXO 7: INFORMACION COMPLEMENTARIA	154
Rellenado de gas SF6 a interruptores.	
Mecanismo de accionamiento de un interruptor de potencia.	
Curva Presión SF6 vs. Temperatura.	
Proceso de extinción del arco en interruptores de potencia.	
BIBLIOGRAFÍA	160

PROLOGO

El presente trabajo tiene como propósito, describir los procedimientos para la ejecución de los trabajos de Mantenimiento Preventivo y Correctivo en las Subestaciones de Transmisión de la empresa EDELNOR.

Las Actividades de Mantenimiento en Subestaciones de Alta Tensión son de mucha importancia para el normal funcionamiento de los equipos y del sistema eléctrico de potencia, es por ello que el desarrollo de estas actividades requiere de procedimientos adecuados y seguros de trabajo que garanticen la calidad del servicio.

Es por ello que el presente trabajo busca dar una pauta a seguir cuando se tenga que efectuar un trabajo en las subestaciones.

También se presentan los criterios que hay que tener para elaborar los programas de mantenimiento, las nuevas estrategias de mantenimiento para el sistema de transmisión en alta tensión y los costos y recursos para los trabajos de mantenimiento.

CAPITULO I

DESCRIPCION DE LAS SUBESTACIONES DE TRANSMISION

En el área de concesión de la empresa EDELNOR existen 26 Subestaciones de Transmisión, las mismas que han sido agrupadas en dos zonas.

La Zona Panamericana, agrupa a 13 Subestaciones : Ancón (N), Caudivilla (CV), Chancay (CY), Chavarría (CH), Huaral (HL), Infantas (I), Naranjal (NJ), La Pampilla (LP), Huallmay (H), Puente Piedra (PP), Supe (SU), Ventanilla (V) y Zapallal (W)..

La Zona Colonial, agrupa a 13 Subestaciones : Barsi (K), Canto Grande (CG), Industrial (ID), Jicamarca (J), Mirones (M), Oquendo (Q), Pando (PA), Pershing (Q), Santa Marina (SM), Santa Rosa Antigua (P), Santa Rosa Nueva (SR), Tacna (T), Tomas Valle (TV).

A continuación se describen las características principales de las subestaciones. En el plano 1/1 se muestra el esquema unifilar del Sistema de Transmisión y en el anexo 1 se indican las celdas que contiene cada subestación.

Subestación Ancón

La Subestación Ancón se encuentra ubicada a la altura del km 44 de la carretera Panamericana Norte, en el distrito de Ancón.

Es una Subestación del tipo exterior, cuenta con 2 transformadores de potencia de 60/10 kV y 1 de 60/30 kV, 1 celda de línea en 30 kV L-310 y celda de línea en 60 kV L-691 y 8 alimentadores en 10 kV.

Subestación Barsi

La Subestación Barsi se encuentra ubicada en la Av. Argentina 3857 en la provincia constitucional del Callao.

Es una Subestación del tipo exterior; cuenta con 3 Bancos de transformadores 220/60 kV, 2 transformadores de potencia de 60/10 kV, 8 celdas de línea en 60 kV y 25 alimentadores en 10 kV.

Subestación Canto Grande

La Subestación Canto Grande se encuentra ubicada en la esquina de las Av. Canto Grande con la Av. Los olmos en el distrito de Canto Grande.

Es una Subestación del tipo exterior; cuenta con 2 transformadores de 60/10 kV, 2 celdas de línea en 60 kV y 8 alimentadores en 10 kV.

Subestación Chancay

La Subestación Chancay se encuentra ubicada a la altura del km 79 de la panamericana norte en el distrito de Peraldillo, Chancay.

Es una Subestación del tipo exterior; cuenta con 2 transformadores en 60/10 kV de 6 y 8.75 MVA ONAF, 2 celdas de línea en 60 kV L-669, L-671 y 5 alimentadores en 10 kV.

Subestación Chavarría

La Subestación Chavarría se encuentra ubicada a la altura del km 6.5 de la panamericana norte en la urbanización Sol de Oro.

Es una Subestación del tipo exterior; cuenta con 3 Bancos de transformadores de potencia en 220/60 kV, 3 transformadores de potencia de 60/10 kV, 2 celdas de línea en 220 kV L-2005, L-2006, 8 celdas de línea en 60 kV y 24 alimentadores en 10 kV.

Subestación Hualmay

La Subestación Hualmay se encuentra ubicada en la esquina de las Av. Cincuentenario y Av. Hualmay en Huacho.

Es una Subestación del tipo exterior; cuenta con 1 transformador de potencia de 66/10 kV 25 MVA ONAF, 1 celda de línea en 66 kV L-694 y 7 alimentadores en 10 kV.

Subestación Huaral

La Subestación Huaral se encuentra ubicada en la Carretera Camino a Huando s/n, en la ex – Planta Térmica.

Es una Subestación del tipo exterior; cuenta con 2 transformadores de potencia de 60/10 kV, dos celdas de línea y 6 Alimentadores en 10 kV.

Subestación Infantas

La Subestación Infantas se encuentra ubicada en la Av. Industrial esquina con la Av. 25 de enero en Infantas.

Es una Subestación del tipo exterior; cuenta con 2 transformadores de Potencia de 60/10 kV, dos celdas de línea y 20 alimentadores en 10 kV.

Subestación Jicamarca

La Subestación Jicamarca se encuentra ubicada en la Av. Priale – Mz. F Lote 9 y 10 – Jicamarca. Distrito San Antonio – Prov. Huarochiri.

Es una Subestación del tipo exterior; cuenta con 1 transformador de potencia de 60/10 kV de 25 MVA ONAF, dos celdas de línea en 60 kV L-696 y L-687 y 12 alimentadores en 10 kV.

Subestación La Pampilla

La Subestación La Pampilla se encuentra ubicada a la Altura de la Refinería la Pampilla – Carretera Ventanilla.

La Subestación La Pampilla es una subestación de seccionamiento, no tiene transformador de potencia y entrega energía en el nivel de 60 kV a la Refinería La Pampilla por las celdas Entrega 1 y Entrega 2.

Subestación Maranga

La Subestación Maranga se encuentra ubicada en la esquina de la Av. Los Precusores con la Av. Elmer Faucett.

Es una Subestación del tipo exterior; cuenta con 2 transformadores de potencia de 60/10 kV de 25 MVA ONAF, 3 celdas de línea en 60 kV y 15 alimentadores en 10 kV.

Subestación Mirones

La Subestación Mirones se encuentra ubicada en la Av. Nicolás Dueñas Cuadra 7, Lima.

Es una Subestación del tipo interior; cuenta con 3 transformadores de potencia de 60/10 kV de 25 MVA ONAF, 3 celdas de línea en 60 kV y 27 alimentadores en 10 kV.

Subestación Naranjal

La Subestación Naranjal se encuentra ubicada en la Av. Los Platinos S/N – altura km 18 de la panamericana norte.

Es una Subestación del tipo interior; cuenta con 1 transformador de potencia de 60/10 kV de 25 MVA ONAF, 2 celdas de línea en 60 kV y 12 alimentadores en 10 kV.

Subestación Oquendo

La Subestación Oquendo se encuentra ubicada en la Carretera Camino a Ventanilla KM 9.5 - Oquendo.

Es una Subestación del tipo interior; cuenta con 1 transformador de potencia de 60/10 kV de 25 MVA ONAF, 4 celdas de línea en 60 kV y 10 alimentadores en 10 kV.

Subestación Pando

La Subestación Pando se encuentra ubicada en la Av. Sosa Peláez Esq. Av. Bertello.

Es una Subestación del tipo interior; cuenta con 2 transformadores de potencia de 60/10 kV de 25 MVA ONAF, 2 celdas de línea en 60 kV y 11 alimentadores en 10 kV.

Subestación Pershing

La Subestación Pershing se encuentra ubicada en la Av. Pershing Cdra 1 Alt. Hospital Militar.

Es una Subestación del tipo interior; cuenta con 2 transformadores de potencia de 60/10 kV de 25 MVA ONAF, 2 celdas de línea en 60 kV y 23 alimentadores en 10 kV.

Subestación Puente Piedra

La Subestación Puente Piedra se encuentra ubicada en la carretera Panamericana Norte altura del km 25.

Es una Subestación del tipo exterior; cuenta con 1 transformador de potencia de 60/10 kV, 2 celdas de línea y 5 alimentadores en 10 kV.

Subestación Rosa Antigua

La Subestación Santa Rosa Antigua se encuentra ubicada en el Jr. Ancash cuadra 15 en Barrios Altos.

Es una Subestación del tipo exterior; cuenta con 4 transformadores de potencia de 60/10 kV, 3 celdas de línea en 60 kV y 33 alimentadores en 10 kV.

Subestación Rosa Nueva

La Subestación Santa Rosa Nueva se encuentra ubicada en el Jr. Ancash cuadra 15 en Barrios Altos.

Es una Subestación del tipo exterior; cuenta con 2 transformadores de potencia de 220/60 kV, 6 celdas de línea en 60 kV.

Subestación Supe

La Subestación Supe se encuentra ubicada a la altura del km 180 de la panamericana norte N° 1090.

Es una Subestación del tipo exterior; cuenta con 1 transformador de potencia de 66/10 kV 14/17 MVA, 1 celda de línea en 66 kV y 9 alimentadores en 10 kV.

Subestación Tacna

La Subestación Tacna se encuentra ubicada en la Avenida Rufino Torrico 150 en el Cercado de Lima.

Es una Subestación del tipo Interior; cuenta con 3 Transformadores de Potencia de 60/10 kV, 3 celdas de línea y 27 alimentadores en 10 kV.

Subestación Tomás Valle

La Subestación Tomás Valle se encuentra ubicada en la Avenida Tomás Valle a la altura de la cuadra 34.

Es una Subestación del tipo exterior; cuenta con 2 transformadores de potencia de 60/10 kV, 2 celdas de línea y 25 alimentadores en 10 kV.

Subestación Ventanilla

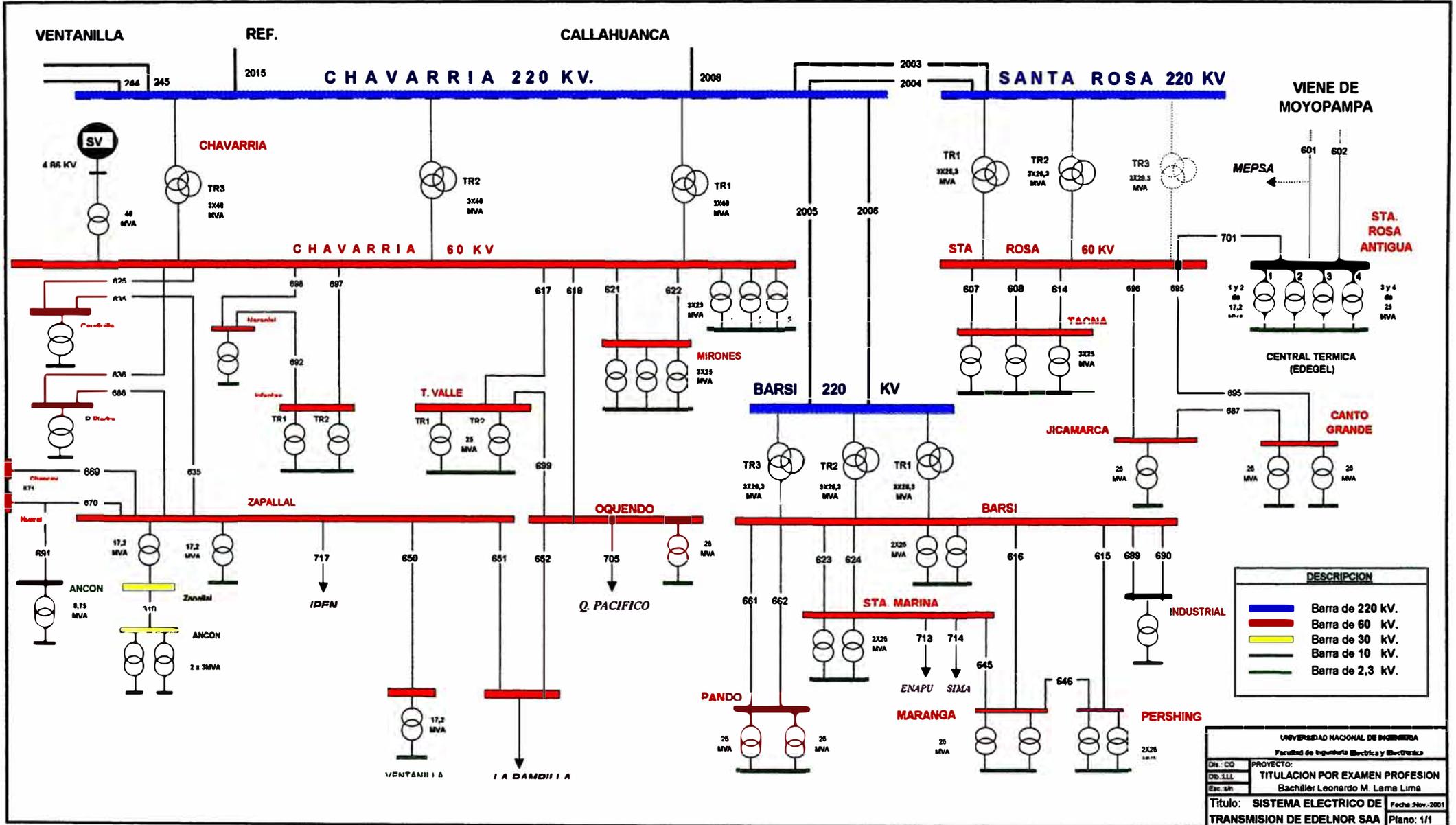
La Subestación Ventanilla se encuentra ubicada en la autopista a Ventanilla km 16.

Es una Subestación del tipo exterior; cuenta con 1 transformador de potencia de 60/10 kV 17.2 MVA, 1 celda de línea en 60 kV y 8 alimentadores en 10 kV.

Subestación Zapallal

La Subestación Zapallal se encuentra ubicada en la carretera Panamericana Norte km 29 en el desvío a Ventanilla.

Es una Subestación del tipo exterior; cuenta con 2 transformadores de potencia, uno de 60/10 kV y otro de 60/30 kV, 7 celdas de línea en 60 kV, 1 celda de línea en 30 kV L-310 y 6 alimentadores en 10 kV.



DESCRIPCION	
—	Barra de 220 kV.
—	Barra de 60 kV.
—	Barra de 30 kV.
—	Barra de 10 kV.
—	Barra de 2.3 kV.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica	
Dis.: CO	PROYECTO:
Dis.: LLL	TITULACION POR EXAMEN PROFESION
Esc.: SA	Bachiller Leonardo M. Lama Lima
Título: SISTEMA ELECTRICO DE TRANSMISION DE EDELNOR SAA	
Fecha: Nov.-2001	Plano: 1/1

CAPITULO II DEFINICIONES RELACIONADAS AL MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES DE TRANSMISION

En el presente capítulo se desarrollará la teoría que el personal directriz que labora en el área de Mantenimiento de Subestaciones de Transmisión debe conocer. Asimismo, se presentan los criterios para la programación de los mantenimientos preventivos desde el punto de vista de la contaminación ambiental y las distancias de aislamiento y de seguridad en Patio de Llaves.

2.1.- Subestación Eléctrica

Una subestación eléctrica es un conjunto de equipos eléctricos utilizados para dirigir el flujo de energía en un sistema eléctrico de potencia y garantizar la seguridad del sistema por medio de dispositivos automáticos de protección y para redistribuir el flujo de energía a través de rutas alternas durante contingencias.

2.2.- Elementos

A continuación se presentan las principales características de los equipos que conforman las subestaciones de transmisión.

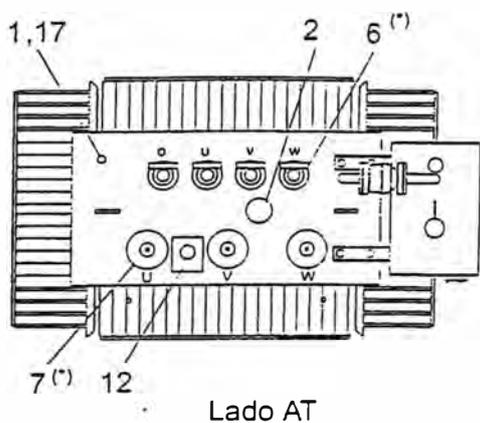
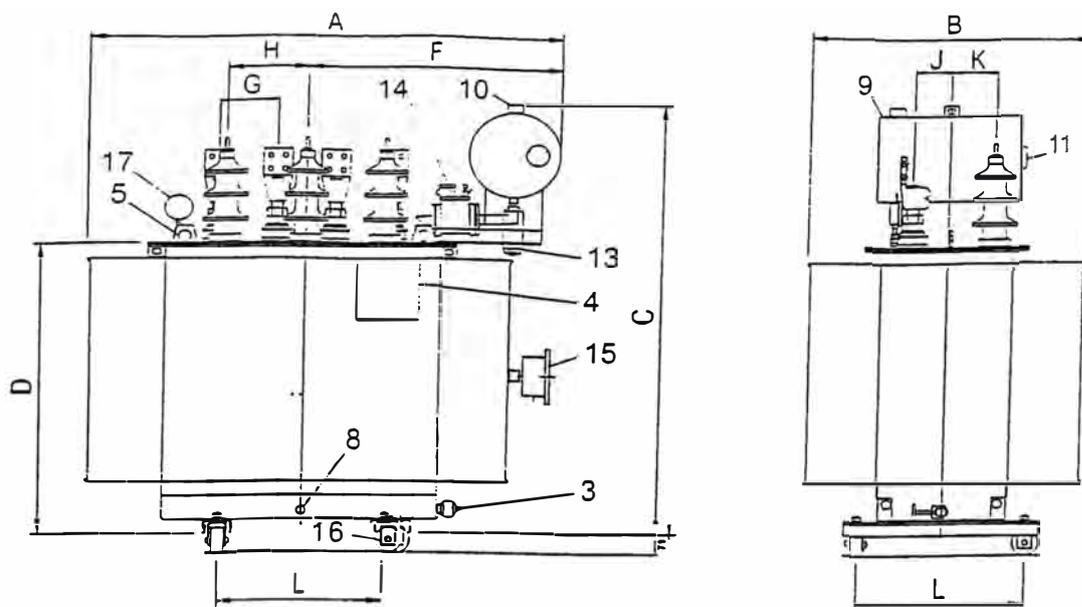
2.2.1.- Transformador de Potencia

Transformador: Máquina estática constituida por un núcleo y dos o más arrollamientos, que por inducción electromagnética, transforma un sistema de corrientes y tensiones alternas del arrollamiento primario, a uno o

más sistemas de diferentes valores de tensión y corrientes alternas de la misma frecuencia en los arrollamientos secundario y terciario.

Transformador de Potencia: son transformadores cuyos arrollamientos están separados eléctricamente y la transmisión de energía es netamente inductiva. Su finalidad es cambiar el nivel de tensión para facilitar la transmisión y distribución de la energía. Ver figura 2.1

Autotransformador: es un transformador cuyos arrollamientos primarios y secundarios están conectados eléctricamente.



Transformador Trifásico en Aceite

- 1. Pozo termométrico
 - 2. Mando del conmutador
 - 3. Válvula de filtrado G 1"
 - 4. Placa de características
 - 5. Oreja de suspensión
 - 6. Bornes BT (*)
 - 7. Bornes AT (*)
 - 8. Borne de conexión a tierra
 - 9. Conservador
 - 10. Tubo de llenado
 - 11. Indicador nivel de aceite
 - 12. Válvula seguridad
 - 13. Desecador
 - 14. Relé Buchholz
 - 15. Caja de bornes
 - 16. Ruedas
 - 17. Termómetro.
- } Opcional

- Dimensiones en mm

kVA	Dimensiones Exteriores				Distancia						Pesos	
					Bornes					Ruedas		
	A	B	C	D	F	G	H	J	K	L	Aceite	Total
400	1575	940	1400	960	900	200	275	108	143	570	272	1330
500	1575	940	1435	995	900	200	275	118	143	570	305	1480
640	1625	960	1575	1050	890	200	275	120	155	570	355	1810
800	1790	1010	1595	1070	985	200	300	143	172	570	453	2150



Figura 2.1 – Transformador de Potencia hasta 36 kV

2.2.2.- Interruptor de Potencia

Es un equipo diseñado para abrir o cerrar un circuito en condiciones normales de carga, con sobrecarga y cortocircuitos ó fallas, con el objeto de insertar o retirar de un sistema eléctrico: máquinas, equipos, líneas de transmisión o interrumpir en forma automática un circuito.

Tipos Principales:

Se describen algunos tipos existentes en el mercado y que según el avance tecnológico algunos tipos ya no son comerciales.

1.- Interruptores en aire comprimido: el arco eléctrico que se produce al irse separando los contactos fijo y móvil, es soplado hacia fuera por el aire comprimido, una vez apagado el arco, se suspende el suministro de aire en las cámaras de extinción por la acción de las válvulas que regulan la entrada de aire.

2.- Interruptores de Pequeño Volumen de Aceite: el arco eléctrico es apagado con gases de aceite a presión.

3.- Interruptores de gran Volumen de Aceite; las cámaras de extinción están dentro de un tanque de aceite, el aceite no esta a presión.

4.- Interruptores en SF6 de Tanque Muerto; es similar al interruptor de gran volumen de aceite, pero emplea gas SF6 a presión.

5.- Interruptores de Potencia en SF6; son los de mayor uso en el mercado. El arco eléctrico que se produce al aperturarse el interruptor es apagado por autocompresión en la cámara de extinción del arco con

gases de Hexafluoruro de azufre. En el Anexo 7 se describe el proceso de extinción del Arco Eléctrico. Ver figura 2.2.

6.- Interruptores en Vacío; de moderna tecnología vienen siendo empleados en nuestro país sobretodo en Media Tensión. No requieren elemento para extinción del arco ya que el vacío que existe dentro de la cámara de interrupción no permite la continuidad del Arco Eléctrico. Ver figura 2.3.

Estos interruptores presentan las siguientes ventajas:

Son compactos y ocupan menor espacio.

En condiciones normales, no requieren mantenimiento ni ajustes.

Elevada cantidad de maniobras mecánicas y eléctricas (10,000) luego del cual hay que cambiar deberán cambiarse los tubos de maniobra o todos los polos dependiendo de la forma constructiva del interruptor.

Mecanismos de Operación:

Es el conjunto de elementos que permiten la maniobra del interruptor; La energía requerida para la maniobra del interruptor es acumulada en 2 resortes o muelles, 1 para la apertura y otro para el cierre y se encuentran ubicados en el mecanismo de accionamiento. Estos resortes son cargados manualmente o a través de un motor eléctrico. Estos accionamientos se instalan directamente en el bastidor o en la estructura portante del interruptor y ubicados al alcance de una operación manual.

En el Anexo 7 se describe el Proceso de Accionamiento de un Interruptor de Potencia.

Características del Equipo:

A continuación se detallan las características que se deben conocer del interruptor de potencia:

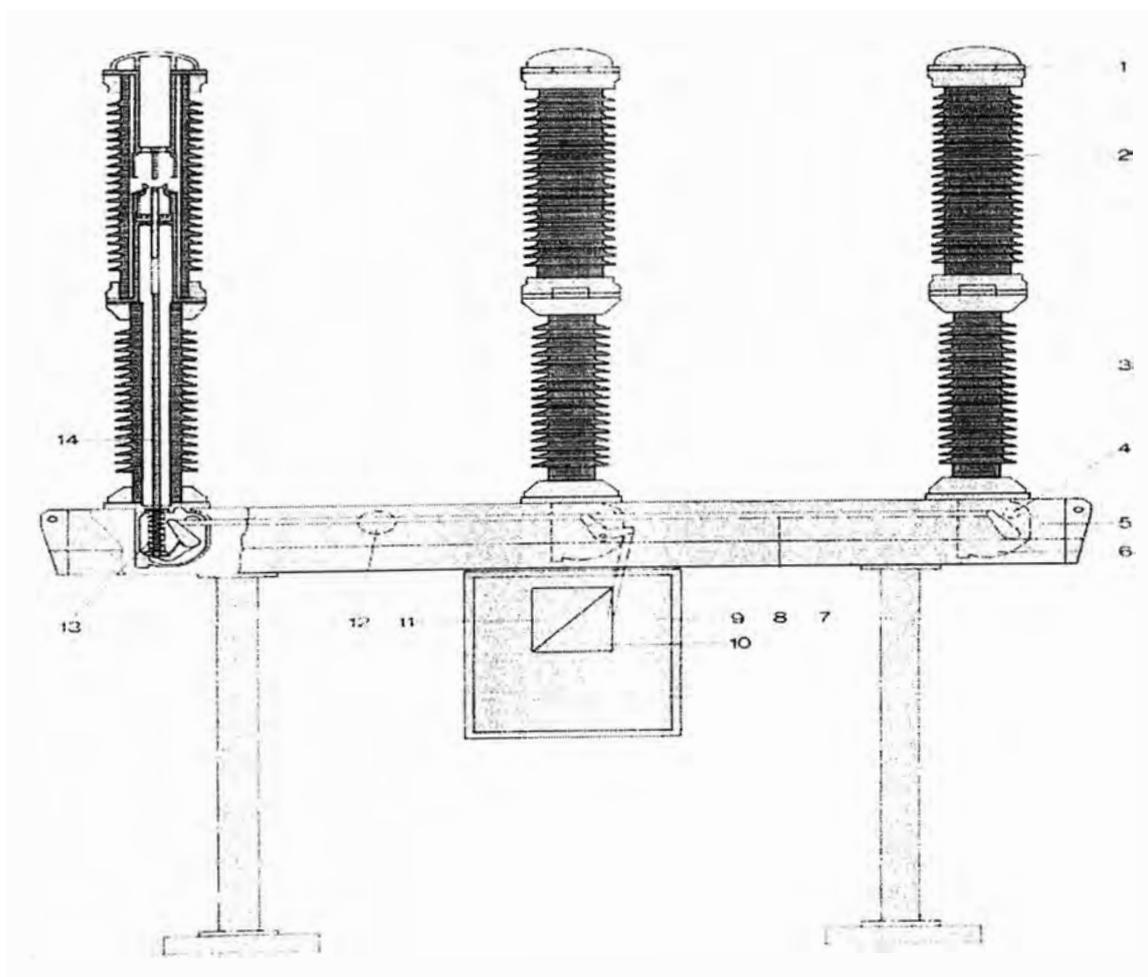
- Corriente Nominal (A).
- Frecuencia Nominal (Hz).
- Duración Nominal de la corriente de cortocircuito (s).
- Corriente Nominal de corta duración admisible (kA).
- Elevación de temperatura admisible (°C).
- Tensión Nominal (kV).
- Tensión Nominal soportada de impulso atmosférico (kV pico).
- Tensión Nominal soportada de impulso de maniobra (kV pico).
- Tensión Nominal soportada a frecuencia industrial durante un minuto en seco y con lluvia (kV).
- Distancia de fuga mínima (mm).

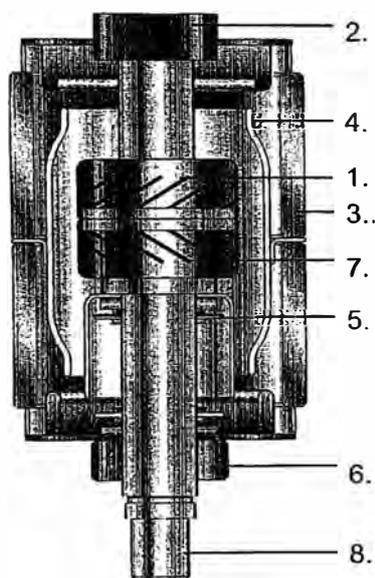
Características Especificas de los interruptores:

- Tiempo de Interrupción Nominal (ciclos).
- Capacidad (corriente) de cierre y apertura.
- Capacidad (corriente) de interrupción nominal en cortocircuito.
- Capacidad de cierre (corriente de establecimiento o de cierre) nominal en cortocircuito (kV pico) (Ic).

Figura 2.2 - INTERRUPTOR TRIPOLAR DE POTENCIA

- 1.- Superficie de empalme (platina, donde se conectan las morsetas).
- 2.- Cámara de conexión.
- 3.- Aislador soporte.
- 4.- Filtro.
- 5.- bastidor.
- 6.- caja de bielas.
- 7.- Soportes.
- 8.- Varillaje de unión.
- 9.- Caja de accionamiento.
- 10.- Indicador de posición de maniobra.
- 11.- Indicador de posición del muelle de conexión.
- 12.- Supervisor de densidad.
- 13.- Muelle de desconexión.
- 14.- Varilla aislante.





1. Contacto fijo
2. Disco de conexión
3. Aislador (cerámica)
4. Cámara de maniobra
5. Fuelle metálico
6. Guía de contacto móvil
7. Contacto móvil
8. Vástago de accionamiento y conexión

Figura 2.3 – Cámara de Interrupción de un Interruptor en Vacío 10 kV

2.2.3.- Seccionador Tripolar

Es un equipo diseñado para abrir o cerrar un circuito cuando no está recorrido por una corriente (sin carga), previstos especialmente para aislar o seccionar las diversas partes de una instalación eléctrica. Ver figura 2.4.

Tipos Constructivos:

1.- Horizontal de apertura central: por fase está conformado de dos columnas aislantes, ambos son giratorias. Tiene un punto de corte central.

2.- Horizontal con doble apertura: por fase consta de 3 columnas aislantes, la columna central es giratoria. Tiene 2 puntos de corte, en los extremos.

3.- Pantógrafo y Semipantógrafo: Presentan ventaja de economía de área, aunque no se tiene mucha experiencia en el Perú sobre su performance.

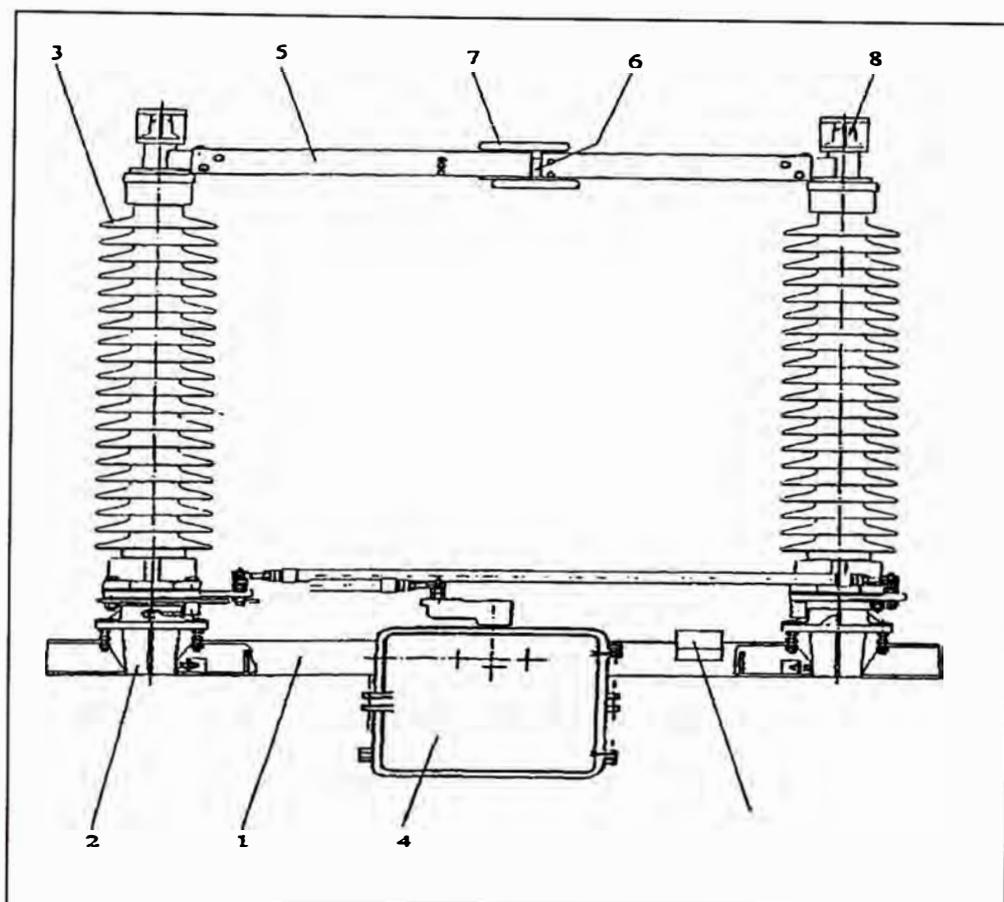
Mecanismos de Operación:

Conjunto de elementos que permiten efectuar la maniobra de cierre o apertura de un seccionador. Los mecanismos pueden ser accionados con motor eléctrico con aire comprimido. Se instalan en el bastidor del seccionador.

Características Principales:

- Tensión Nominal.
- Nivel de Aislamiento.
- Corriente Nominal.

- Corriente Nominal de Corto Circuito.
- Corriente soportada nominal de corta duración.
- Valor Pico nominal de la corriente soportada de corta duración
- Capacidad de interrupción y de cierre de corriente de los seccionadores y cuchillas de tierra.



- 1: Soporte
- 2: Unidad rotativa
- 3: Aislador
- 4 Caja de mando
- 5 Brazo
- 6 Contacto principal
- 7 Anillo de corona
- 8 Pivote o contactos anulares

Figura 2.4 - Seccionador Horizontal de apertura Central

2.2.4.- Transformador de Corriente

Son equipos que son utilizados para las mediciones de corriente en sistemas eléctricos. Tienen conectado su devanado primario en serie con el circuito de alta tensión, reduciendo las altas intensidades a pequeños valores manejables y proporcionales a ellas.

Características Principales:

- Corrientes y relación nominal.
- Tensión máxima del equipo y Niveles de Aislamiento.
- Frecuencia nominal.
- Carga Nominal.
- Exactitud.
- Número de núcleos para medida y para protección.
- Corriente térmica nominal continua.
- Tipo de instalación (interior o exterior).

Tipos:

Se clasifican en dos tipos: Para servicio de medición y servicio de protección, consta de dos componentes:

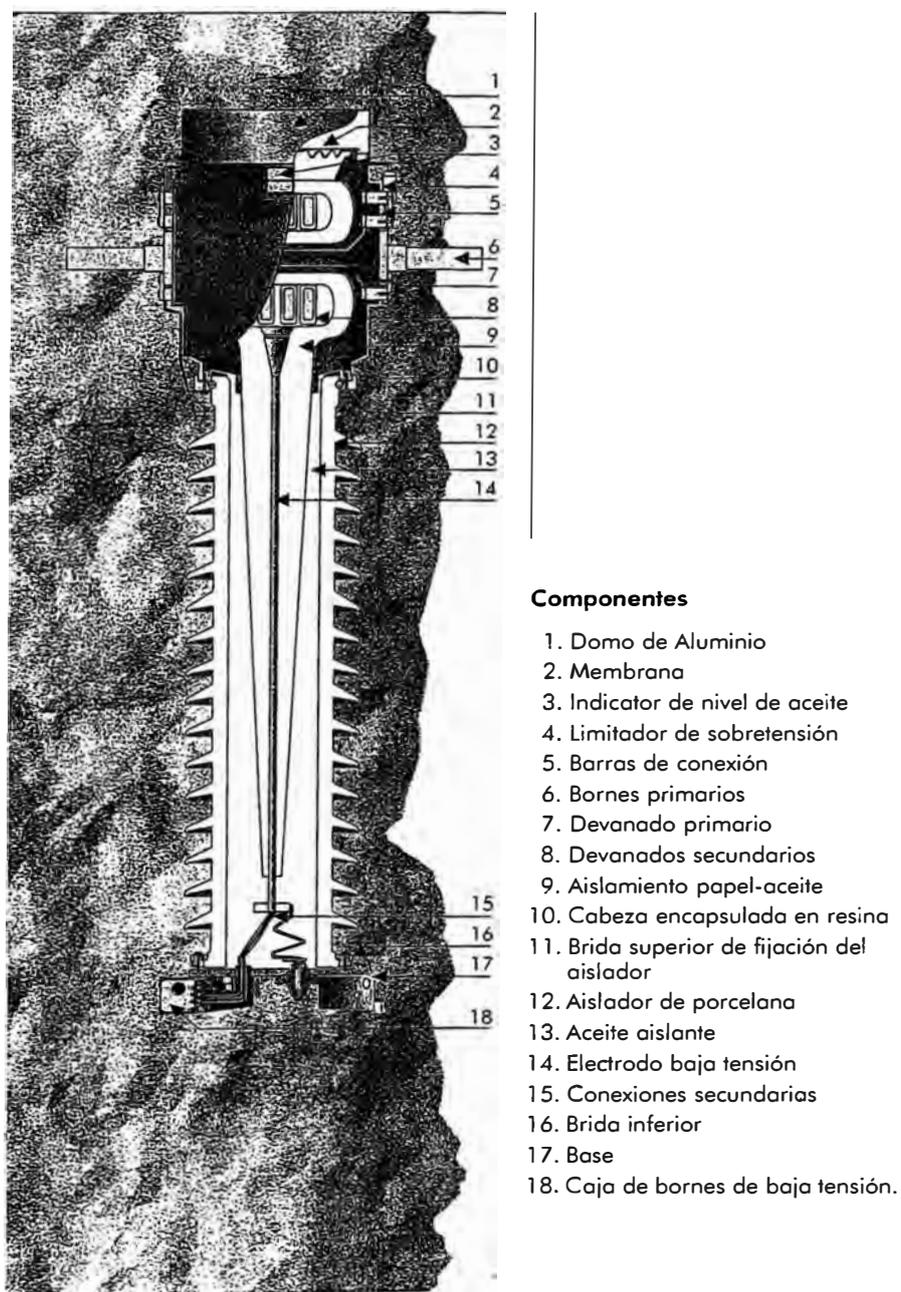
- Primario: Lado de alta tensión.
- Secundario: Lado de baja tensión.

Tipos Constructivos:

- Estación o Autosoportado
- Toroidal.
- Pasamuros.
- Ópticos.

Tipos Constructivos desde el punto de vista eléctrico:

- Con varios núcleos.
- Primario de relación serie-paralelo.
- Secundario de relación múltiple o multi-relación.



Componentes

1. Domo de Aluminio
2. Membrana
3. Indicador de nivel de aceite
4. Limitador de sobretensión
5. Barras de conexión
6. Bornes primarios
7. Devanado primario
8. Devanados secundarios
9. Aislamiento papel-aceite
10. Cabeza encapsulada en resina
11. Brida superior de fijación del aislador
12. Aislador de porcelana
13. Aceite aislante
14. Electrodo baja tensión
15. Conexiones secundarias
16. Brida inferior
17. Base
18. Caja de bornes de baja tensión.

Figura 2.5 – Transformador de Corriente 220 kV

2.2.5.- Transformador de Tensión

Son equipos que sirven para medir la tensión en sistemas con voltajes superiores a 600v reduciendo el valor de esta a otro proporcional más pequeño y manejable. Ver figura 2.6.

Estos equipos tienen las siguientes finalidades:

- Aislar el circuito de baja tensión (secundario) del circuito de alta tensión (primario) y.
- Que los efectos transitorios y de régimen permanente aplicados al circuito de alta tensión sean reproducidos lo mas fielmente posible en el circuito de baja tensión.

Tipos:

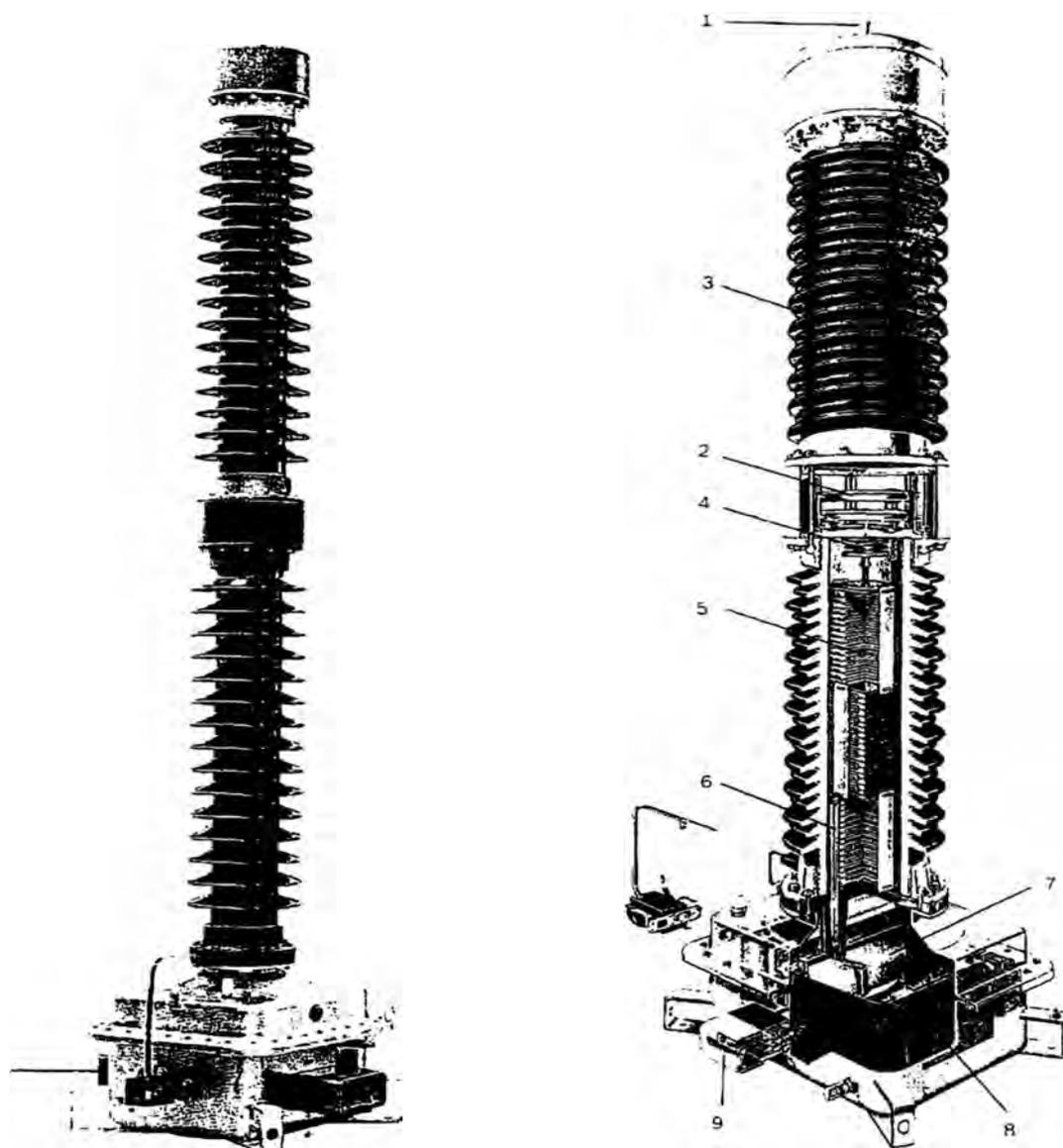
- Inductivos.
- Divisores Capacitivos.
- Divisores Resistivos.
- Divisores mixtos (capacitivos/resistivo).

Características Principales:

- Tensión máxima del equipo y niveles de aislamiento.
- Frecuencia nominal.
- Carga nominal.
- Clase de exactitud.
- Número de devanados secundarios.
- Relación de transformación nominal.
- Conexión de los devanados secundarios.

- Carga máxima de los devanados secundarios.
- Potencia térmica nominal de cada devanado.
- Capacitancia mínima (solo para divisores capacitivos).
- Rango de frecuencia para PLC (solo para divisores capacitivos).
- Variación de la frecuencia nominal (solo para divisores capacitivos).

Tipo de Instalación: interior o exterior.



1. - Borne primario
2. - Compensador
3. - Aislador
- 4.- Muelle prensor
5. - Condensadores
6. - Pasa tapas toma intermedia
7. - Transformador
8. - Reactancia corrección fase
9. - Caja borne
10. - Caja de ajuste

Figura 2.6 - Transformador de Tensión Capacitivo 220 kV

2.2.6.- Transformador Combinado de Tensión y Corriente

Son equipos que sirven para medir la tensión y corrientes en sistemas con voltajes desde 35 hasta 100 kV reduciendo el valor a otro proporcional más pequeño y manejable. Ver figura 2.7.

Poseen las mismas características de los Transformadores de tensión y corriente descritos anteriormente con la particularidad que vienen en un mismo compartimiento.

Poseen 2 devanados:

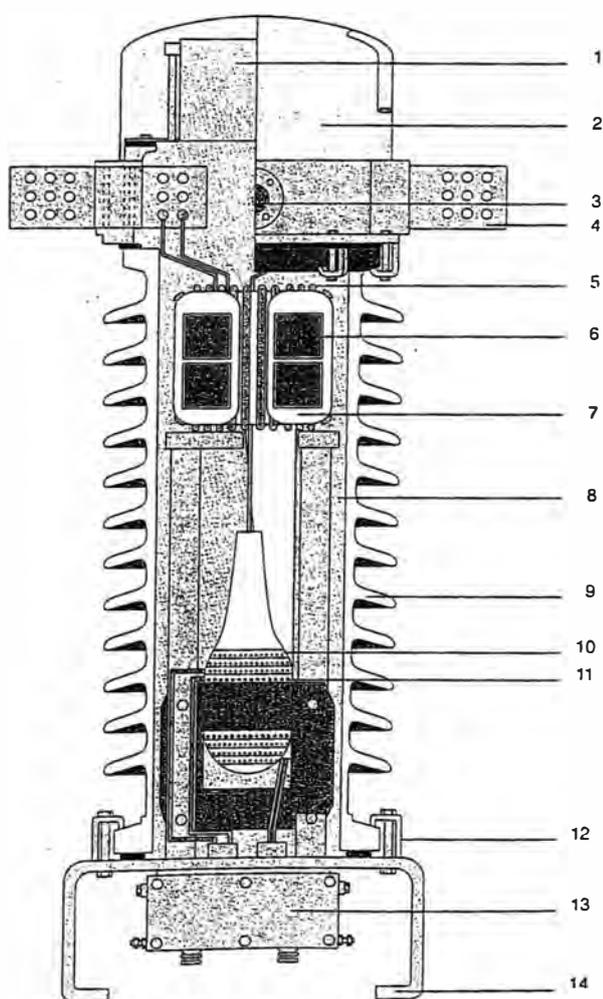
Un devanado para transformar la Corriente del Primario, se encuentra ubicado en la parte superior del equipo.

Un devanado para transformar la Tensión del Primario, se encuentra ubicado en la parte inferior del equipo.

El aislamiento entre primario y secundario se encuentra fuertemente aislado por numerosas capas de papel de alta rigidez dieléctrica el mismo que es secado y desgasificado. Ambos devanados son sumergidos bajo vacío con un aceite aislante también seco y desgasificado.

Para proteger el aceite del medio ambiente, el transformador se cubre con una membrana compuesta de caucho sintético, resistente a los ataques del medio ambiente (ozono) y del mismo aceite.

COMBINED CURRENT AND VOLTAGE TRANSFORMERS



LEGEND

1. Diaphragm (except CM36)
2. Formed cover
3. Oil level indicator
4. Primary terminals
5. CT section primary winding
6. CT section secondary windings
7. Paper-oil insulation
8. Insulating oil
9. Porcelain insulator
10. PT section secondary windings
11. PT section primary winding
12. Insulator clamps
13. Secondary terminals box
14. Base

CM100 Type Combined Current and
Voltage Transformer (cross section)

Figura 2.7 – Transformador Combinado Corriente –Tensión 60 kV

2.2.7.- Pararrayos

Son equipos diseñados para proteger los equipos e instalaciones importantes (especialmente Transformadores de potencia) contra las sobretensiones procedentes de fenómenos atmosféricos ó de maniobras. Ver figura 2.8.

Los componentes activos de los pararrayos modernos son varistores de óxidos metálicos (resistencias de descarga). Dichas resistencias están dispuestas en una columna y montadas en una envolvente de porcelana herméticamente cerrada. La presión de contacto necesaria se asegura mediante un muelle de compresión. Las caperuzas superior e inferior llevan, para la protección contra sobrepresión, una membrana de rotura resistente a la corrosión, y son elementos deflectores de los gases.

Los valores de las resistencias de descarga son función de la tensión. A la tensión de servicio la resistencia es muy alta; circula sólo una pequeña corriente de fuga. Cuando la tensión aumenta hasta un valor superior al de diseño (por ejemplo por efecto de un rayo), la resistencia disminuye bruscamente hasta un valor muy pequeño que hace que los valores de tensión y de corriente del equipo al cual se protege queden limitados a valores admisibles. Después del proceso de descarga la corriente por el pararrayos baja hasta un valor algo mayor que el de la corriente de fuga que pasaba originalmente. Este valor no se establece definitivamente hasta que las resistencias se han enfriado (coeficiente de temperatura negativo).

A pesar de la alta capacidad de trabajo de los pararrayos, estos se pueden sobrecargar por caída directa de un rayo al equipo o muy cerca de su entorno ó por transmisión de tensiones desde un nivel superior.

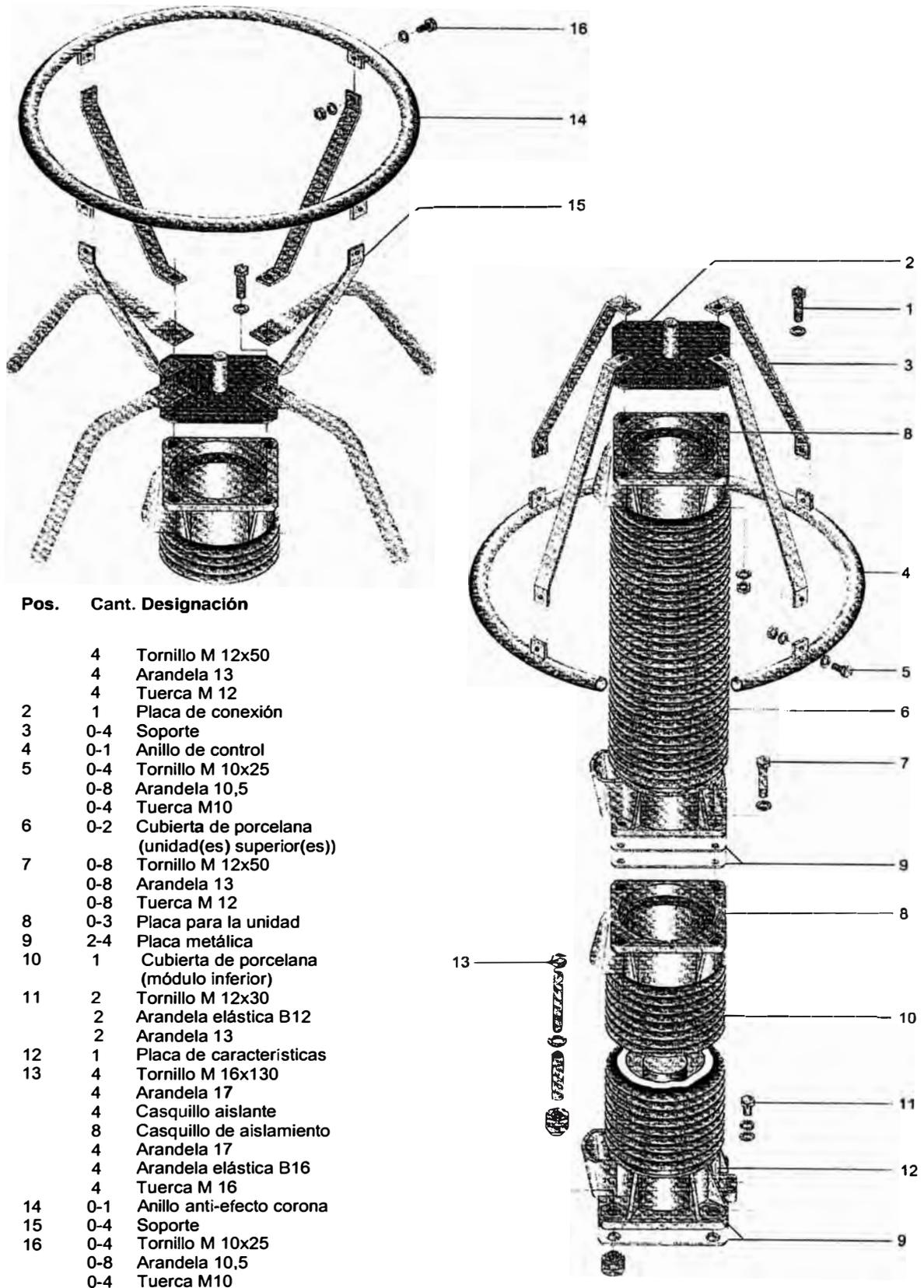
En el caso de sobrecargas, las resistencias del pararrayos se perforan. Se forma un arco en el interior del aparato. La sobrepresión que se origina rompe las membranas, constituidas como puntos de rotura controlada, antes de que pueda destruirse la envoltura de porcelana.

Los chorros de gases ionizados que escapan se dirigen uno contra otro mediante las caperuzas de manera que el arco vuelve a cebarse entre las caperuzas fuera de la envoltura de porcelana.

Características Principales

- Tensión nominal.
- Tensión máxima de operación en régimen continuo.
- Frecuencia nominal.
- Corriente de descarga de un pararrayos.
- Corriente nominal de descarga de un pararrayos.
- Tensión residual de un pararrayos.
- Tensión soportada a la frecuencia industrial contra la característica de tiempo de un pararrayos.
- Estabilidad térmica de un pararrayos.
- Capacidad de Absorción de Energía.
- Corriente residual.
- Tensión residual o tensión de descarga.
- Tensión de Cebado a la frecuencia industrial.

- Tensión de Cebado al Impulso.
- Tensión de Cebado al Impulso de frecuencia de onda.
- Tensión de Cebado al impulso normalizado del rayo.



**Fig. 2.8 PARARRAYOS 220 KV
3EP2 - SIEMENS**

2.2.8 Aisladores

Los aisladores cumplen la función de sujetar mecánicamente el conductor, manteniéndolo aislado de tierra y de otros conductores. Deben soportar la carga mecánica que el conductor transmite a la torre a través de ellos.

Existen de diferentes formas y tipos de material.

1. **Aisladores de Porcelana**, están formados de una pasta de arcilla, caolín, cuarzo o alúmina a la cual se le da forma y por horneado se obtiene una cerámica de uso eléctrico. El material es particularmente resistente a la compresión y tracción.

Tienen la característica que al sufrir un golpe en su superficie, el aislador se rompe perdiendo un trozo.

2. **Aisladores de Vidrio**, están formados de un cristal templado que cumple la misma función de la porcelana, se trabaja por moldeado colándolo, debiendo de ser en general de menor costo al de porcelana.

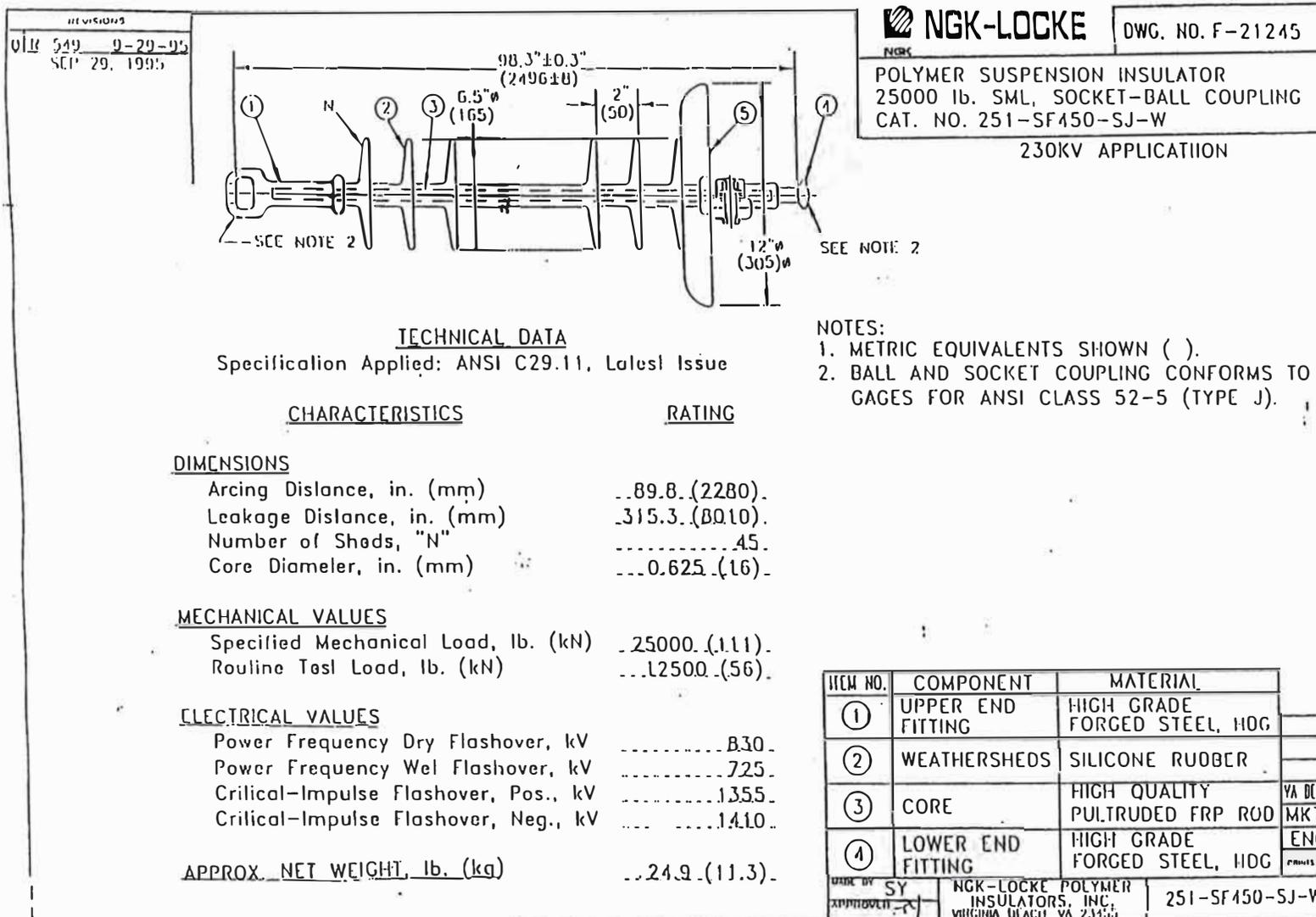
Tienen la característica que al sufrir un golpe en su superficie, el aislador puede estallar en muchos pedazos.

3. **Aisladores de Polímeros**, compuesto de fibra de vidrio y resina en el núcleo y una mezcla de polímeros orgánicos en la parte externa.

Son sumamente livianos y poseen un mayor costo que los anteriores.

El revestimiento posee buenas características aislantes y buena resistencia al envejecimiento. Ver figura 2.9.

Figura 2.9 -- Aislador Polimérico 220 kV



2.3.- Mantenimiento de Subestaciones

2.3.1.- Mantenimiento Preventivo

Se denomina así al conjunto de acciones planificadas que se realizan en períodos programados sobre el equipamiento eléctrico, teniendo una relación de actividades ha realizar como son inspecciones, limpieza del asilamiento, mantenimiento electromecánico, buscando mejorar la confiabilidad y calidad de transmisión de la energía eléctrica.

Beneficios del mantenimiento preventivo:

- Disminución de salidas fuera de servicio.
- Mejor conservación de los equipos.
- Se reduce las horas extras del personal de mantenimiento.
- Disminución de reparaciones grandes.
- Mejora las condiciones de seguridad.

2.3.2.- Mantenimiento Correctivo

Se denomina así a todos los trabajos necesarios para reparar los equipos que han fallado intempestivamente debido a malas maniobras, fallas en el sistema, descargas atmosféricas.

2.3.3.- Mantenimiento Predictivo

Tiene como fin predecir las fallas que pueden ocurrir en el equipo. Se basa en el monitoreo regular de los equipos mediante instrumentos controlando principalmente su estado de funcionamiento y se interviene para la reparación del equipo cuando es absolutamente necesario.

2.3.4.- Programa de Mantenimiento Preventivo

Producto de la contaminación ambiental conforme pasan los meses, la resistencia de aislamiento de los equipos eléctricos y cadenas de aisladores disminuye, aumentando así las corrientes de fuga a tierra por la superficie de los aisladores (pérdidas de energía).

Con el fin de mantener el aislamiento en un nivel óptimo (pérdidas de energía mínimas), se efectúan trabajos de mantenimiento preventivo en las subestaciones y líneas de transmisión en períodos de tiempo que son determinados por estudio de la contaminación ambiental de la zona.

Las curvas de la figura 2.10 elaboradas por el INEI (Instituto de Investigaciones Energéticas y Servicios de Ingeniería Eléctrica) nos pueden servir para estimar los períodos de mantenimiento en una instalación eléctrica a la intemperie.

Para establecer los períodos de mantenimiento, se puede ensayar instalando aisladores NGK a la intemperie en diferentes lugares y evaluar en que tiempo se llegan a contaminar. La contaminación que se deposita en la superficie del aislador tiene una relación con la resistencia de aislamiento del mismo y según las curvas de la figura 2.10 se puede establecer los períodos de mantenimiento que requiere.

A continuación se muestra los periodos de mantenimiento usuales que se practican en las subestaciones de transmisión que se encuentran en la zona de Lima.

Períodos de Mantenimiento Recomendados en Subestaciones

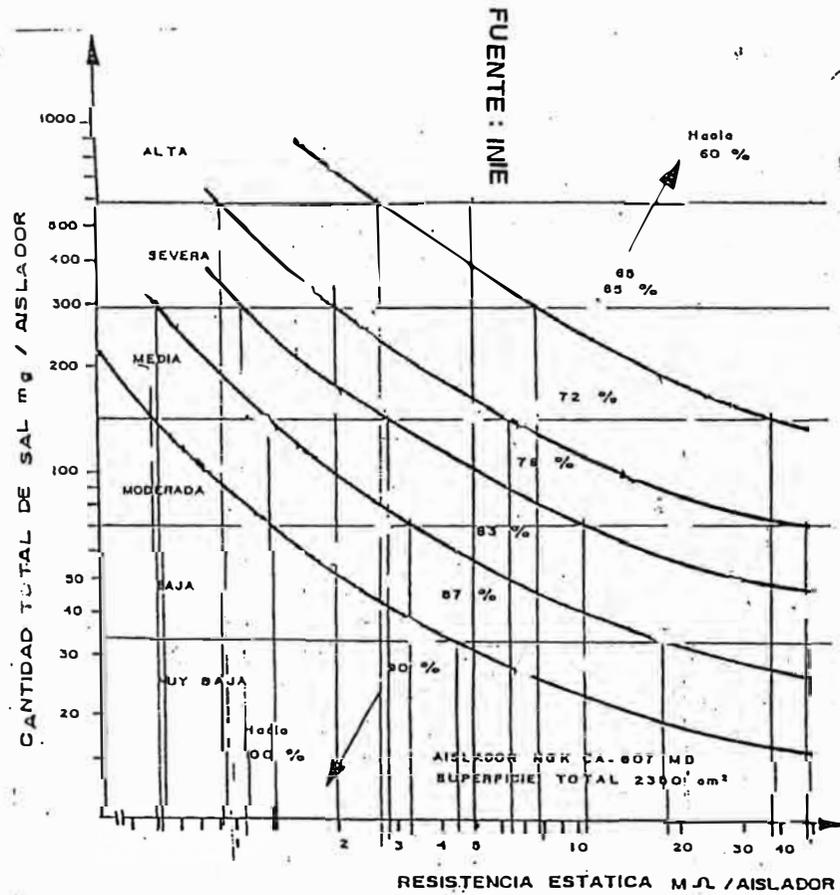
Grado de Contaminación	Tipo	Periodos de mantenimiento	Frecuencia al año
Bajo	I	Mayor a 12 meses	1
Moderado	II	De 4 a 12 meses	2 a 3 Veces
Medio	III	De 1 1/2 a 4 meses	6 Veces
Severo	IV	Menos de 1 1/2 meses.	Todos los meses
Alto	V	Menos de 1 1/2 meses.	Todos los meses

Concentraciones de Sales para un Aislador NGK según la Zona

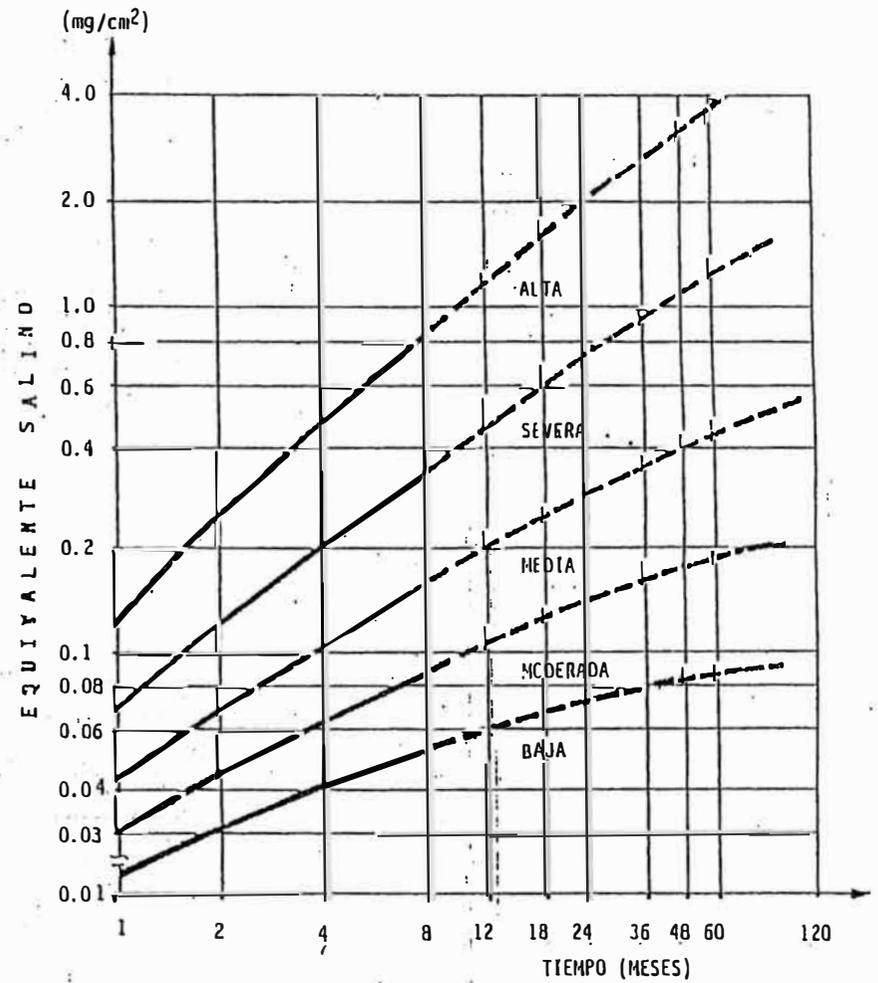
Zona de Contaminación	Tipo	Concentración de Sal (mg) por Aislador NGK (Superficie Total = 2350 cm ²)
Muy Baja	I	0-35
Baja	II	35-70
Moderada	III	70-150
Media	IV	150-300
Severa	V	300-600
Alta	VI	Mayor a 600

Como ejemplo, se menciona que en el Lote ubicado al costado de la SET BARSÍ 220/60 kV se encuentra la fábrica de losetas “El Trébol” que emana casia a diario humo negro, asimismo se encuentra en la zona del callao de ambiente húmedo y está en plena Avenida Colonial, en estas condiciones a los equipos a la intemperie se les hace mantenimiento preventivo cada 2 meses, mientras que para la SET CHAVARRIA 220/60 kV que se encuentra en una zona de clima seco rodeada de cerros se le efectúa mantenimiento preventivo a sus equipos cada 3 meses.

Figura 2.10 – Curvas del INIE



TENDENCIAS DE AUMENTO DE LA RESISTENCIA ESTÁTICA DE UN AISLADOR, CON LA DISMINUCIÓN DE LA DENSIDAD DE CONTAMINACIÓN EN PRESENCIA DE DIFERENTES NIVELES DE HUMEDAD AMBIENTAL.



CARACTERÍSTICAS Y TENDENCIAS EVOLUTIVAS DE LAS DENSIDADES SALINAS DE LA CONTAMINACIÓN DEPOSITADA EN LA SUPERFICIE INFERIOR DE LOS AISLADORES BAJO ESTUDIO, FRANJA COSTERA DE PIURA

2.4.- Distancia de Aislamiento y de Seguridad

2.4.1.- Distancia de Aislamiento

Es la distancia mínima en el aire que se debe mantener para garantizar el adecuado nivel de aislamiento, teniendo en cuenta las condiciones atmosféricas prevalecientes en el sitio.

Para condiciones estándares:

- Presión de aire 1013 milibares.
- Temperatura ambiente 20 °C.
- Humedad absoluta del aire 11 gm³.
- Altitud 1000 msnm.

Las distancias mínimas de aislamiento fase - tierra y fase - fase según el IEC son:

Tensión Nominal de Servicio	Tensión Soportada Nominal al Impulso Atmosférico fase – tierra y fase - fase	Distancia mínima fase – tierra y fase – fase D fase-Tierra 1000 msnm
(kV)	(kV Pico)	(m)
60	325	0.63
138	650	1.30
230	1050	2.10

Para condiciones atmosféricas extremas, se deberá aplicar el siguiente factor de corrección:

Factor de corrección por condiciones atmosféricas extremas:

$$K_a = 1 / [1 + 1.25 \times 10^{-4} \times (H - 1000)]$$

$$D_{\text{fase-tierra } x} = D_{\text{fase-tierra } 1000\text{msnm}} \times K_a$$

En donde:

H Altura sobre el nivel del mar en metros

$D_{\text{fase-tierra } X}$ Distancia fase tierra a X msnm

$D_{\text{fase-tierra } 1000 \text{ msnm}}$ Distancia fase tierra a 1000 msnm

2.4.2.- Distancia de Seguridad

Es la distancia mínima que debe ser mantenida en el aire entre partes energizadas de equipos (Conductores) y Tierra, o equipos (Conductores) sobre los cuales sea necesario llevar a cabo un trabajo. Ver planos 1/2 y 2/2.

La distancia de seguridad es la suma de los siguientes valores:

- Un Valor básico relacionado con el nivel de aislamiento (Distancia de Aislamiento), el cual determina una “zona de guarda” alrededor de las partes energizadas.

- Un Valor que es función de movimientos del personal de mantenimiento así como del tipo de trabajo y la maquinaria usada. Esto determina una “Zona de Seguridad” dentro de la cual queda eliminado cualquier peligro relacionado con acercamientos eléctricos.

- Es necesario incrementar el valor Básico en una cantidad variable que depende de la altura del personal de mantenimiento y de la naturaleza de trabajo sobre el equipo, incluyendo los requerimientos de movimiento y de acceso. Las dimensiones promedias a considerar son una función de la altura de los operadores y de los diferentes movimientos que estos puedan efectuar, dichas dimensiones se ilustran en las figuras siguientes.

Distancia Horizontal:

$$D_h = D_{\text{fase - Tierra}} + 1.75 \text{ (m)}$$

Y se debe respetar en zonas de Circulación y Mantenimiento, en donde la parte viva de equipos o barras de la subestación, quedan a la altura de la persona o inferiores a esta altura.

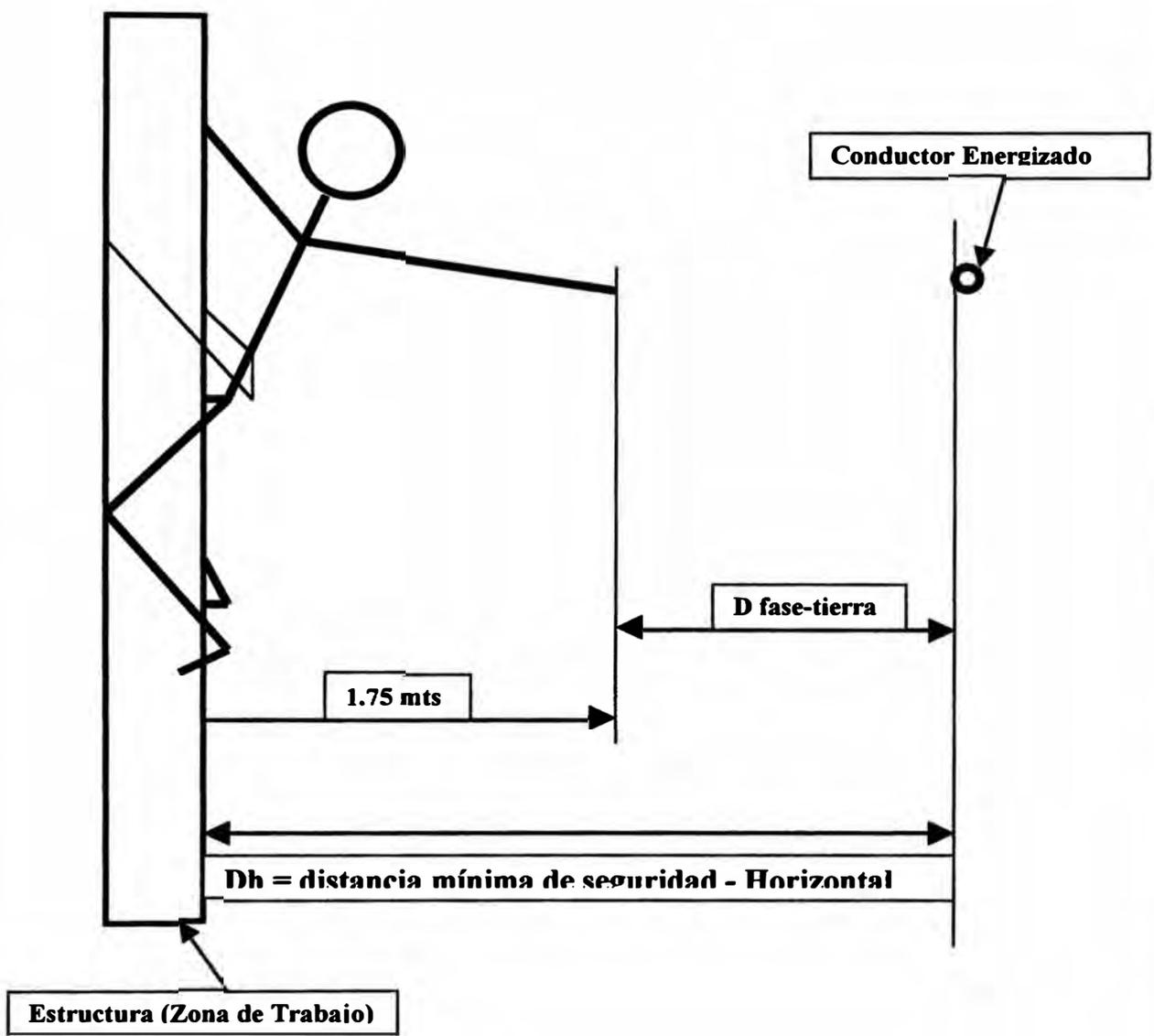
Distancia Vertical:

$$D_v = D_{\text{fase-tierra}} + 2.30 \text{ (m)}$$

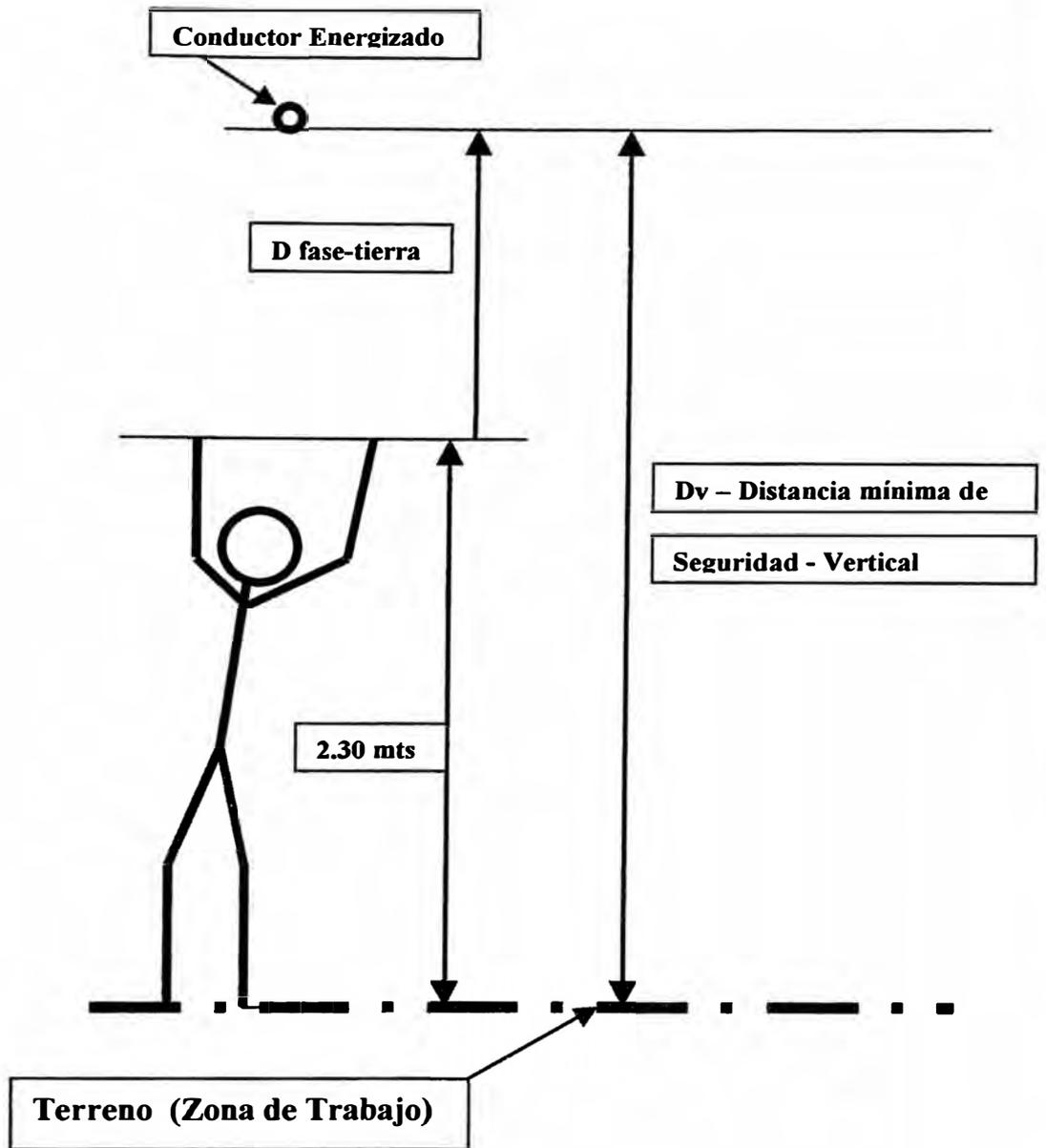
Se debe respetar en toda zona de circulación de la Subestación; y se debe verificar que en ningún caso sea inferior a 3 mts.

Con estas consideraciones, las distancias mínimas de seguridad para trabajos de mantenimiento se muestran en el siguiente cuadro:

TENSIÓN NOMINAL (kV)	Distancia mínima fase – tierra y fase – fase $D_{\text{fase – tierra}}$ (m)	Distancia mínima de seguridad horizontal D_h (m)	Distancia mínima de seguridad vertical D_v (m)
60	0.64	2.39	2.94
138	1.30	3.05	3.60
230	2.10	3.85	4.30



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica	
Dis.: CQ	PROYECTO:
Dib.: LLL	TITULACION POR EXAMEN PROFESIONAL
Esc.: s/n	Bachiller Leonardo M. Lama Lima
Título:	DISTANCIA DE SEGURIDAD HORIZONTAL
	Fecha : Nov.-2001 Plano: 1/2



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica	
Dis.: CQ	PROYECTO:
Dib.: LLL	TITULACION POR EXAMEN PROFESION
Esc.: s/n	Bachiller Leonardo M. Lama Lima
Título:	DISTANCIA DE SEGURIDAD VERTICAL
	Fecha : Nov.-2001 Plano: 2/2

CAPITULO III ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO

El presente capítulo describe los lineamientos generales de las Estrategia de Mantenimiento en las Subestaciones de Transmisión que la Empresa Edelnor esta implementando. Estos lineamientos vienen siendo aplicados en las diferentes empresas del Grupo ENERSIS a nivel internacional y se piensa adecuar al sistema eléctrico de Edelnor.

En ella se muestra un enfoque diferente para la determinación de las frecuencias de mantenimiento de cada subestación, partiendo de una clasificación diferente de las subestaciones de transmisión basado en su importancia comercial dentro del sistema.

Asimismo, se emplea una denominación diferente para los siguientes conceptos:

Al Mantenimiento Preventivo se le denomina Actividad Adecuar.

Al Mantenimiento Correctivo se le denomina Actividad Reparar.

Al Mantenimiento Predictivo se le denomina Actividad Revisar.

3.1.- Definición de Estrategia de Mantenimiento

Se denomina así al conjunto de reglas de mantenimiento que aplicadas a las instalaciones determinan el mantenimiento a efectuar.

El mantenimiento se realizará centrándose en el equipo, teniendo en cuenta que dicho equipo es parte integrante de un celda. Cada equipo

dispone de una serie de trabajos de mantenimiento, en donde se establecerán las acciones a realizar, las frecuencias y los procedimientos.

La frecuencia del mantenimiento predictivo dependerá del equipo, la tecnología, el consejo del fabricante, la experiencia acumulada y la realimentación de los resultados de los diferentes tipos de mantenimiento.

Esta frecuencia contendrá un valor estándar ya definido, mas o menos un coeficiente que dependerá de la clasificación de la instalación en la que se encuentre y la decisión económica del momento.

Para los períodos de revisión se establece una relación según un múltiplo de 3, es decir, 1,3,6,9 y 12 meses y 1,3,6,9 y 12 años.

En las instalaciones Media Tensión las inspecciones periódicas serán como mínimo cada 3 meses.

3.2.- Clasificación de Subestaciones

Las clasificaciones de las instalaciones se fijan en tres niveles A,B y C por este orden, considerando instalaciones de nivel A aquellas que por su requerimiento de disponibilidad o repercusión necesitan una mayor atención.

Las de nivel B, las que se ajustan a las frecuencias estándares y las de nivel C son las de menor requerimiento.

A efectos de estrategias de mantenimiento, las Subestaciones se clasificarán en tres niveles en función de:

Su Importancia para el mercado (MVA).

De su complejidad,

Del tamaño de la instalación, referencia a un “peso equivalente”(Posición Equivalente),

Nivel	Potencia de Transformación (MVA)	Peso Equivalente (*)
A	≥ 150	≥ 3
B	$150 > \text{Potencia} \geq 10$	$3 > \text{Peso equivalente} \geq 1$
C	< 10	< 1

3.3.- Posición Equivalente

El esfuerzo y por tanto el costo de mantenimiento de una subestación depende en gran medida de su tamaño. El tamaño depende del número de salidas de línea (posiciones) de su tensión y del número de transformadores.

El costo de mantenimiento influye también la tecnología de sus elementos más importantes.

Para determinar un índice indicativo del esfuerzo estándar de mantenimiento de una subestación se define la posición equivalente. Este índice, por posición, es el resultado de aplicar unos factores de corrección para hacer equivalentes posiciones de distintas tensiones o tecnologías. Los factores que se aplican a cada posición son los siguientes:

Tensión	Int SF6, Int.vacio	Int.Aceit, Int.aire
220 kV	0.4	0.8
66-50 kV	0.21	0.42
10 kV	0.08	0.1

	AT/AT/MT	MT/MT
Transformador	0.55	0.17

	Aceite	Seco/Submarino
Cables AT (km)	0.12	0.04

Incluyéndose en estos, las partes proporcionales del resto de servicios que hay que mantener y que no se han definido, considerando que la dimensión de una Subestación es proporcional al número de posiciones existentes.

El Peso Equivalente de una subestación es la suma del valor de todas las posiciones equivalentes que la componen.

3.4.- Mantenimientos Predictivos

Inspecciones Periódicas

Esta inspección consiste en realizar un recorrido por la subestación en servicio y revisar los puntos definidos en las correspondientes gamas de mantenimiento de los equipos.

Para las Subestaciones clasificadas de nivel A se realizará mensualmente, las de nivel B trimestralmente y las de nivel C no se efectuara este tipo de inspecciones.

Inspección Anual

Es una inspección periódica, en la que se agregan mas puntos a revisar definidos en la gama de mantenimiento de los equipos.

Se revisarán anualmente todas las Subestaciones.

Este tipo de inspecciones se intentara realizar conjuntamente con el reconocimiento reglamentario.

Reconocimiento Reglamentario

Es una inspección de los aspectos reglamentarios de la instalación de acuerdo a las normas y codigos eléctricos vigentes.

Cada año se efectuara el reconocimiento de un tercio de las instalaciones, de tal forma que en un ciclo de 3 años se hayan reconocido todas.

Las operaciones a realizar en el reconocimiento reglamentario se harán coincidir en la aplicación de la inspección anual o en las revisiones de los equipos.

Revisiones Predictivas

Consiste en verificar el estado de un equipo contrastando datos y parámetros obtenidos de forma periódica. Su análisis puede proporcionar la detección precoz de las averías y evitarlas realizando acciones de mantenimiento preventivo. Independientemente que aparezcan nuevas técnicas predictivas, en la estrategia de mantenimiento a aplicar en Subestaciones se consideraran las siguientes:

- Revisión Termográfica:

Consiste en realizar las medidas de temperatura con la instalación en servicio y en carga, con la finalidad de detectar puntos cuyo calentamiento exceda de lo normal.

Para las subestaciones clasificadas de nivel A se realizara cada 6 meses, las de nivel B anualmente y las de nivel C cada tres años.

- Análisis de: Resistencias dinámicas y estáticas, sincronismos, tiempos de funcionamiento, gráficas de desplazamiento, estado del SF₆, consumo de las bobinas de mando y rigidez del aceite en interruptores de AT

Se aplicará a los interruptores de Alta Tensión de aceite cada 6 años, de SF6 cada 6 años y a los de instalaciones blindadas cada 12 años. Se realizara siempre con el equipo descargado.

La aplicación de estas técnicas debe permitir reducir los tiempos de intervención en la revisión. La realización de operaciones más complejas de revisión que requieren un tiempo de intervención mayor y que históricamente se realizaban en la revisión detallada, se asocian al tipo de revisión: "Por actividad o bajo demanda" y solo se realizarán si los resultados de la revisión predictiva lo demandan.

Por razones de rentabilidad en la aplicación del mantenimiento, cuando se realice la revisión predictiva de un interruptor, se realizarán además todas aquellas operaciones de la revisión detallada que no son controladas por técnicas predictivas tanto en el interruptor como al resto de equipos integrantes de la posición.

- Análisis de resistencias estáticas y del vacío en interruptores de Media Tensión:

Se aplicará el análisis de la resistencia estática a los interruptores de Media Tensión de aceite cada 6 años, de SF6 cada 6 años y a los de instalaciones blindadas cada 12 años.

Se aplicará el análisis de la resistencia estática y el control del vacío a los interruptores de Media Tensión de vacío cada 6 años.

Se realizará siempre con el equipo descargado.

Análisis Físico Químico, cromatográfico y furanos de aceites:

Físico-Químico (Rigidez, Tg delta, ppm de agua, tensión interfacial, densidad, acidez):

Se aplicará a los transformadores de potencia de AT/AT/MT y AT/MT cada 3 años y a los de Media Tensión con regulación cada 6 años.

Cromatográfico(Contenido de Gases):

Se aplicará a los transformadores cuya potencia sea mayor o igual a 60 MVA o tensión mayor o igual a 220 kV cada 3 años.

Para la aplicación de estas técnicas se precisa la extracción de una muestra de aceite que puede realizarse con el equipo en servicio o coincidiendo con la revisión del equipo.

- Análisis del contenido de hidrógeno en el aceite:

Se aplicará a los transformadores de medida de Alta Tensión cuya tensión sea mayor o igual a 66 kV que por su tecnología constructiva y la experiencia conocida puedan ocasionar daños.

1 año para transformadores de medida de alto riesgo.

3 años para transformadores de medida conflictivos.

Para la aplicación de esta técnica se precisa la extracción de una muestra de aceite que puede realizarse con el equipo en servicio o coincidiendo con la revisión del equipo.

- Descargas parciales:

Se aplicará a los transformadores de medida de alta tensión cuya tensión sea mayor o igual a 66 kV que por su tecnología constructiva y experiencia conocida puedan ocasionar daños.

1 año para transformadores de medida de alto riesgo.

3 años para transformadores de medida conflictivos.

Esta técnica se puede realizar con el equipo en servicio.

- Medida de Capacidad y Tangente delta:

Se aplicará a los transformadores cuya potencia sea mayor o igual a 60 MVA o tensión mayor o igual a 220 kV cada 3 años.

Esta técnica se realiza con el equipo fuera de servicio.

Revisión Detallada

Consiste en la realización de las operaciones definidas en las gamas de mantenimiento detallado.

Las operaciones más complejas de revisión que históricamente se realizaban en este tipo de revisión se controlan mediante técnicas predictivas y solo se realizarán bajo demanda como consecuencia del análisis de los resultados de la revisión predictiva.

Por razones de rentabilidad en la aplicación del mantenimiento, se debe aplicar este tipo de revisión a todos los equipos integrantes de la posición. Según sea la tecnología constructiva del equipo principal (aceite-aire, SF6-vacio, o instalaciones blindadas) la frecuencia de aplicación podrá ser de 3, 6 o 12 años.

Para los conmutadores de tomas en carga de transformadores, interruptores y compresores se aplicara además el criterio de actividad.

Nota:

El concepto por actividad quiere decir que el equipo se controla según su actividad asociada (horas de funcionamiento, conmutaciones, kA cortados, etc..) y que deberá revisarse cuando llegue el valor prefijado.

El concepto bajo demanda quiere decir que se realizara revisión solo cuando lo demande el análisis de los resultados de la revisión predictiva.

3.5.- Mantenimientos Preventivos**Correcciones de defectos:**

Los defectos encontrados en las revisiones se considerarán adecuaciones y se corregirán en función del grado de su criticidad. Los defectos no críticos se corregirán en función de la disponibilidad presupuestaria, no obstante se deberá aprovechar la revisión para corregir el máximo de los defectos detectados.

3.6.- Síntesis del Mantenimiento de Subestaciones

El cuadro adjunto corresponde a los mantenimientos predictivos.

		Subestaciones nivel "A"	Subestaciones nivel "B"	Subestaciones nivel "C"
Inspección periódica		1 mes	3 meses	No se Realiza
Inspección anual		1 año	1 año	1 año
Reconocimiento Reglamentario		1/3 de las Subestaciones cada año	1/3 de las Subestaciones cada año	1/3 de las Subestaciones cada año
TÉCNICAS PREDICTIVAS	Revisión Termográfica	6 meses	1 año	3 años
	Revisión Predictiva (Conjunto de técnicas según interruptor)	Interruptores de AT (Aceite) – 6 años	Interruptores de AT (SF6) y MT (SF6-Vacio) – 6 años	Interruptores instalac.blindadas – 12 años

	Análisis Físico/Químico	Transformadores de Potencia AT/AT/MT y AT/MT – 3 años	Transformadores de Potencia M/MT con regulación – 6 años
	Análisis Cromatográfico	Transformadores de Potencia – Potencia \geq 60 MVA o Tensión \geq 220 kV – 3 años.	
	Análisis Contenido de hidrógeno y descargas parciales	Transformadores de medida, \geq 66 kV de alto riesgo – 1 año	Transformadores de medida, \geq 66 kV conflictivos – 3 años
	Medidas de Capacidad y tangente delta	Transformadores de Potencia – Potencia \geq 60 MVA o Tensión \geq 220 kV – 3 años.	

Revisión Incluye operaciones de revisión predictiva y detallada según gamas de revisión	Posiciones de AT y MT (Aceite-Aire)(1) – 6 años	Posiciones de AT(SF6) y MT (SF6-Vacio)(1) – 6 años	Instalaciones Blindadas(1) – 12 años
	Rectificador y batería (descarga/carga) – 3 años	Contra incendios – 3 años	Pararrayos – 3 años (2)
	Protecciones – 3 años	Transformadores de medida AT – 3 años (2)	
	Transformadores de Potencia, servicios auxiliares, reguladores y reactancias – 3 años	Barras – 3 años (2)	
Revisión por actividad	Conmutadores de tomas en carga	Interruptores	Compresores

(1) Incluye la revisión de todos los equipos integrantes de la celda y las protecciones.

(2) La frecuencia citada es estándar. Se deberán revisar coincidiendo con la revisión de la celda.

3.7.- Plan de Mantenimiento

INSTALACION-EQUIPO	PLAN	FRECUENCIA
Subestaciones nivel "A"	Inspección periódica	1 mes
	Inspección anual	3 meses
	Revisión termográfica	1 año

	Reconocimiento Reglamentario	6 meses 3 años
Subestaciones nivel "B"	Inspección periódica Inspección anual Revisión termográfica Reconocimiento Reglamentario	3 meses 1 año 1 año 3 años
Subestaciones nivel "C"	Inspección anual Revisión termográfica Reconocimiento Reglamentario	1 año 3 años 3 años
Transformadores de Potencia Tensión ≥ 220 kV o $P \geq 60$ MVA	Análisis físico-químico Análisis cromatográfico Capacidad, Tangente delta Revisión (1)	3 años 3 años 3 años 3 años
Resto de Transformadores de Potencia AT/AT/MT y AT/MT	Análisis físico-químico Revisión (1)	3 años 3 años
Transformadores MT/MT con conmutador bajo carga	Análisis físico-químico Revisión (1)	6 años 3 años
Resto transformadores MT/MT	Revisión (1)	3 años
Conmutadores de tomas en carga	Revisión por actividad	Por n° conmutaciones según el tipo
Transformadores de medida AT Tensión ≥ 66 kV de alto riesgo	Contenido de Hidrógeno Descargas Parciales Revisión (1)	1 año 1 año 3 años (2)
Transformadores de medida AT Tensión ≥ 66 kV conflictivos	Contenido de Hidrógeno Descargas Parciales Revisión (1)	3 años 3 años 3 años (2)
Resto de transformadores de medida AT	Revisión (1)	3 años (2)
Transformadores de Servicios Auxiliares	Revisión (1)	3 años
Sistemas de Puesta a Tierra (Reactancias, resistencias, de p.a.t. del neutro)	Revisión (1)	3 años (2)
Interruptores de AT (Aceite, Aire, SF6)	Revisión (1) Revisión (1) Revisión por actividad	Aceite-Aire, cada 6 años SF6, cada 6 años Según kA cortados
Interruptores de MT (Aceite, Aire, SF6, Vacío)	Revisión (1)	Aceite-Aire, cada 6 años

	Revisión (1) Revisión por actividad	SF6-Vacío, cada 6 años Según kA cortados
Celdas o cabinas de MT	Revisión (1)	6 años
Celdas blindadas de AT y MT	Revisión (1)	12 años
Barras	Revisión (1)	3 años (2)
Bobinas de Bloqueo	Revisión (1)	3 años (2)
Baterías de condensadores	Revisión (1)	3 años
Pararrayos	Revisión (1)	3 años (2)
Seccionadores	Revisión (1)	3 años (2)
Cables AT	Revisión (1)	3 años
Rectificador y batería	Revisión (1) Carga / descarga	3 años
Contadores	Revisión (1)	3 años
Control local y telecontrol	Revisión (1)	3 años (2)
Redes de tierra (Mediciones: Resistencia p.a.t., tensiones de paso y contacto, etc..)	Reconocimiento Reglamentario	3 años
Protecciones	Reconocimiento Reglamentario	3 años
Contra incendios Depósitos con agua a presión	Revisión (1) Retimbrado según reglamentación	3 años (3) 10 años
Equipos centralizados de aire comprimido Compresores Depósitos de aire comprimido	Revisión (1) Revisión por actividad Retimbrado según reglamentación	3 años (3) Horas funcionamiento 10 años
Seguridad instalaciones Grupos electrógenos Aires acondicionados Servicios Generales	Se revisan con la inspección periódica de la Subestación.	1,3 ó 12 meses, según nivel A,B o C de la subestación y gama de revisión
Extintores	Reconocimiento según reglamentación	3 años
Ascensores-montacargas	Reconocimiento según reglamentación	3 años
Estructuras metálicas	Repintado Reparación puntos oxidados	Se pintará a partir Re4 Se repararán con pieza manual grado St2

(1) Incluye realizar todas las operaciones señaladas en las gamas de revisión detallada y predictiva si las hubiera.

(2) La frecuencia citada es la estándar. Se deberán revisar coincidiendo con la revisión de la posición.

(3) La frecuencia citada es la estándar. Puede ser que la Administración en el caso de agua a presión o depósitos de aire comprimido, obligue a realizar otra frecuencia.

Nota.- Sobre raticidas, herbicidas y limpieza de instalaciones se deberán efectuar contrataciones globales.

Plan de Mantenimiento por Actividad

Conmutadores de Tomas en Carga en Transformadores de Potencia

FABRICANTE	MODELO	Revisión/ n° de conmutaciones
ABB	UCG	30,000
AEG	ARSAS	22,000
AEG	CRNA	22,000
ASEA	ASEA-12	10,000
GEE	GEE 10	16,000
GEE	GEE 40/20/40	8,000
Metropolitan Vickers	H II D	8,000
MR	A III 100 Estrella	70,000
MR	A III 100 Triángulo	20,000
MR	A III 75 Estrella	70,000
MR	A III 75 Triángulo	20,000
MR	B III 150	30,000
MR	CI 400, CI 600	50,000
MR	CIII 250	50,000
MR	D I 1200	35,000
MR	D I 400	70,000
MR	D I 800	70,000
MR	D III 300	70,000
MR	D III 400	70,000
MR	D III 400 Estrella	50,000
MR	D III 400 Triángulo	20,000
MR	D I 800 T1	40,000
MR	D III 200	70,000
MR	D III 200 H40	30,000
MR	D III 200 T1	55,000
MR	D III 400 T2	35,000

MR	E I 600	50,000
MR	EI 1500 T2	25,000
MR	F3/11	10,000
MR	FI 600 T1	55,000
MR	H III 400	40,000
MR	M I 300	60,000
MR	M I 802	50,000
MR	MI 1500 T2	25,000
MR	MI 800 T1	40,000
MR	MIII 300 T1 III 500 T1	55,000
MR	MIII 300, MIII 500	60,000 – 50,000
MR	MIII 350	60,000
MR	MIII 350 T1	55,000
MR	MIII 500 T2	50,000
MR	MSIII 300	60,000
MR	MTIII 500 T2	40,000
MR	TIII 1000	60,000
MR	TIII 1000 T2	40,000
MR	V I 200	40,000
MR	V I 700	40,000
MR	V III 200	40,000
MR	V III 500	40,000
SAVOISSIENNE	SAVOISSIENNE	15,000
SECHERON- AGUIRENA	SECHERON	10,000
SIEMENS	WF300	30,000
TALLERES BK	BK-20	9,000
TRAFO UNION	ARSD	40,000
TRAFO UNION	ARSD H40	30,000
TRAFO UNION	CRND	40,000
TRAFO UNION	CRND H40	30,000
WESTONGHOUSE	URS (Mochila)	20,000
WESTONGHOUSE	UZE (Mochila)	30,000
WESTONGHOUSE	UZF (Mochila)	30,000

(T1) Transformador de 220 kV

(T2) Transformador de 380 kV

(H40) Transformadores de 30 MVA, homologado a 40 MVA

Interruptores de Media Tensión

FABRICANTE	TIPO	M y Dh x 20 = 1 D 1 Df = 1 D N° Disparos para revisión	OBSERVACIONES
AEG	EKU 5025/15	20	M= Maniobra Dh=Disparo homopolar Df=Disparo tripolar D=Disparo Criterio de Actividad: <u>Por n° de disparos</u>
	IEKU 7512/15	20	
	IEKU 7525/15	20	
	MC 506/12	20	
	MC 506/17	20	
	MC 8012/17	20	
	MKU 506/12-2	20	
	F 406/10	20	
	VAA 5012/12	Por tiempo	
	DKU 756/30	10	
	EKU 7512/30	20	Cuenta el n° de disparos Cada 20 maniobras o disparos homopolares=1 disparo tripolar Se revisa el n° de disparos prefijado Los interruptores de SF6 o Vacío se revisan solo por tiempo.
	EKU 10012/30	20	
	IEKU 7512/30	20	
	MKU 256/36	20	
	MKU 406/36	20	
	MCKU 406/36	20	
	IMC 256/36	20	
	MC 406/36	20	
	IMC 5012/36	20	
	E 8012/24	20	
COF 301/30	20		
VA 6312/36-2	Por tiempo		
IVA 6312/24-2	Por tiempo		
IVA 6320/24-2	Por tiempo		
IVA 6312/36-2	Por tiempo		
IVA 6316/36-2	Por tiempo		
E.I.B.	HPFA 407 K	20	
GEE	HJ 36	20	
	H 103 F	20	
	H 203 F	20	
	H3 F	20	
LESA	T 30 G 600 SP	20	
	T 30 G 600/E- SPC	20	
	T 30 G 600 F	20	
	T 30 G 750 (Bat.C)	20	
	T 52 750	20	
ISODEL	HIP 306 E	20	
	HIP 306 F	20	

	HIPTW 306 E	20	
	HIPTW 306 F	20	
	HIPW 307 G	20	
	HPF 307 E	20	
	HPF 307 F	20	
	HPF 307 G	20	
	HPFC 307 F	20	
MERLIN GUERIN	FLUARC FG2	Por tiempo	
	FLUARC FB4-125	Por tiempo	
	FLUARC FB4-170	Por tiempo	
	FLUARC FG5	Por tiempo	
OERLIKON	VH 10 20	20	
	VS 10 12	20	
	VS 30 12	20	
	VSC 30 12	20	

Compresores

FABRICANTE	MODELO	Revisión/horas funcionamiento
ABC	VA 1	500
ABC	VA 2	500

CAPITULO IV

RECURSOS NECESARIOS PARA LOS TRABAJOS DE MANTENIMIENTO

El presente capítulo describe los recursos humanos, materiales y herramientas que son necesarios para la ejecución de labores de mantenimiento en Subestaciones de Transmisión de EDELNOR. Asimismo indica los requerimientos mínimos que deben cumplir para realizar un trabajo de calidad sin dañar las instalaciones eléctricas.

4.1.- Mano de Obra

Coordinador, Ingeniero electricista ó mecánico electricista con 03 años de experiencia como mínimo.

Es el responsable técnico y la persona encargada de efectuar todas las coordinaciones de los trabajos con EDELNOR SAA y transmitir las al resto de sus trabajadores.

Supervisor, Técnico electricista y/o mecánico con 10 años de experiencia como mínimo en trabajos similares.

Es la persona responsable directriz de los trabajos en el campo.

Operario, Personal con estudios técnicos en electricidad y/o Mecánica con 05 años de experiencia como mínimo en labores similares.

Son los responsables directos de la ejecución de los trabajos, de su desempeño depende que se efectúe un trabajo de calidad.

Ayudante, Personal con criterios básicos de electricidad y mecánica, es el personal que apoya al Operario.

4.2.- Materiales

Jabón Líquido

Se emplea para la limpieza de estructuras metálicas (carcaza de transformadores, bastidores de interruptores, soportes de equipos, etc.). Es un compuesto líquido con un PH básico o neutro, se diluye con agua en proporciones desde 5 hasta 15 Veces el volumen de agua, dependiendo del grado de suciedad de la estructura.

Se aplica directamente a la estructura con trapo industrial humedecido y se seca con un trapo industrial limpio y seco (previamente se retira el polvo con medios mecánicos para que no se forme barro).

Importante: Se debe secar bien la estructura, porque de lo contrario se crea un ambiente propicio para la aparición de óxido.

Desengrasante

Es un compuesto líquido con un PH básico o neutro, se emplea para remover grasa, mugre, aceite, polvo y suciedad.

Se aplica puro sobre la superficie con grasa, se deja remojar por espacio de 3 a 5 minutos y luego se retira con trapo industrial ó algún medio mecánico.

Solvente Dieléctrico

Es una sustancia limpiadora muy volátil y con alta rigidez dieléctrica (mínimo 30 kV), se utiliza puro impregnado en tocuyo para la limpieza de Aisladores y borneras BT de los tableros.

Por su alta rigidez y capacidad de disolución, ayuda a mantener las características dieléctricas de los aisladores conforme pasa el tiempo.

Se aplica al aislador luego de haber retirado el polvo de su superficie.

Grasa Grafitada

Compuesto a base de Litio, Molibdeno y Grafito. Grasa Fina especial para rodamientos de bola y polín. Además de lubricar, protege contra la humedad y formación de corrosión. Se aplica por ejemplo a los accionamientos mecánicos internos y bornes de los Interruptores.

Grasa Amarilla

Se aplica en los engranajes de accionamiento y varillajes de los seccionadores e interruptores y como medio de protección contra la humedad.

Aceite Lubricante

Aceite similar al 3 en 1, usado para lubricar todas las partes móviles y de accionamiento de los equipos eléctricos como seccionadores, cajas de mando.

Vaselina Industrial

Se aplica en los contactos de alta tensión de los seccionadores como un medio lubricante al momento de apertura y cierre de los mismos y en las tulipas y contactos de los interruptores de 10 kV.

Alquitrán

Es un protector contra la humedad y la corrosión, se disuelve con gasolina y se aplica con brocha.

Se aplica en las partes metálicas expuestas a la humedad. p.e. base de los soportes metálicos, base de pórticos.

Tocuyo Industrial

Se emplea para la limpieza del aislamiento de los equipos y cadenas de aisladores.

Trapo Industrial

Se emplea para la limpieza de la estructura metálica y carcasa de los equipos eléctricos.

Guaípe

Impregnado en Solvente, se emplea para el retiro de pasta silicona del aislamiento de equipos y cadenas de aisladores.

Transformador de Oxido

Se emplea para transformar el óxido en una sustancia inerte, para así poder pintar sobre la superficie. Se recomienda el uso de guantes.

El modo de aplicación es el siguiente:

- Remover aceite o grasa de la superficie a aplicar.
- Se prepara la superficie con lijas y escobillas con cerda de acero.
- Se aplica directamente con brocha.
- Después de 5 minutos de aplicado aparecerá una capa negra, luego de 15 a 30 minutos aplicar una segunda mano.
- Se recomienda dejar 24 horas para el curado total.
- Finalmente se lava con detergente y queda listo para pintar.

Pintura Base Amerlock 400

Es una Pintura epóxica que protege las estructuras metálicas contra la corrosión.

Esta pintura viene en 2 partes : A (Base - 1 gl) y B (Catalizador – 1 gl) se combina en proporción 1:1 y se adelgaza con diluyente hasta 10% del total.

Pintura de Acabado Amercoat 450

Pintura poliuretano de acabado brillante.

Esta pintura viene en 2 partes A(Base – 1gl) y B (Catalizador – ¾ gl) se combina en proporción 1:1 y se adelgaza con diluyente hasta 10% del total.

Pasta Conductora

Se aplica en los Bornes y contactos de los equipos. Es una pasta que logra un mejor contacto y al mismo tiempo protege contra la humedad y la corrosión. Existen el ALKAN y PENETROX.

Repuestos en General: empaquetaduras, visores, resortes, conectores, pines roscados, borneras, pernos, niples, aisladores, platinas de cobre, conductores, aisladores, herrajes.

SILICONA DOW CORNING.

HEXAFLUORURO DE ASUFRE SF6.

ACEITE AISLANTE DEL TIPO SHELL DIALA.

SAL SECADORA COLOR AZUL (SILICAGEL)

Absorbe la humedad del interior del equipo y se manifiesta cuando la sal cambia de color azul a rosado, se emplea generalmente en transformadores de potencia.

Masilla dieléctrica, se emplea para resanar las zonas de la Porcelana de equipos rotos.

4.3.- Equipos y Herramientas

Grupo electrógeno de 5 a 15 HP, equipo para pintar: (Compresora – Pistola), aspiradora Industrial con Kit de limpieza, maletín de herramientas equipada con: Juego llaves Rache, Allen, llaves francesas e Inglesas de 10,15,18”, Llaves mixtas de 14,17,19,22,24,27,30,32,50,51”, arco de sierra, wincha 5mts, escobilla de acero, escalera telescópica de fibra de vidrio de 32 pasos, escaleras embonables de aluminio de 2.5 mts, escaleras de fibra de vidrio de 4 y 6 mts con gancho fijo y giratorio, soga de servicio de 25 y 40 mts, escalera de madera tijera de 18,16,10,8 pasos y simple de 10 y 15 pasos, escobas de mano y de cerdas circulares tipo erizo de 1.5 mts, brochas de 1”,2” para retiro de polvo, baldes de plástico de 1 y 5 galones, dobladora de barra (barras hasta de 100 x 10 mm) y de tubo (tubo hasta de 30 mm D.), taladro portátil (para broca de 3/8” a 3/4”) y de banco (para broca de 3/8” – 1”), esmeril portátil de 3/4 HP y de banco de 1/2 HP, mesa de trabajo metálica de 1.5 x 1.2 mt. con tornillo de banco de 8” y 4”, multímetro y pinza amperimétrica digital, reflectores, torquímetro de 5 kgm, tecele de arrastre de 5 TN, tecele rache de 1 1/2 TN, tecele de cadena de 1 TN, estrobos de acero mínimo de 5 m. Para pesos hasta 10 TN, juego de poleas hasta de 10 TN, máquina de soldar eléctrica mínimo de 200 A, equipo de oxiacetileno con boquilla de soldar y corte, camión grúa mínimo de 6 TN, camión con brazo hidráulico de 20 mts y con balde.

4.4.- Implementos de Seguridad

Todos los implementos de seguridad personal deben ser fabricados según las indicaciones del Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Sub Sector Electricidad.

- Casco dieléctrico
- Zapato dieléctrico
- Correa de seguridad
- Lentes de protección
- Respirador contra polvo
- Guantes de cuero
- Guantes dieléctricos

En particular, EDELNOR cuenta con normas elaboradas para la adquisición de los implementos de seguridad, en ellas se detallan las características mínimas que deben cumplir (anexo 6).

Revelador de Tensión:

Son instrumentos que permiten verificar la presencia y/o ausencia de tensión en conductores sin blindaje tales como líneas de distribución y/o transmisión, subestaciones, etc.

Los reveladores de tensión aprobados por EDELNOR, deben cumplir las normas estándares internacionales IEC 1243-1 aplicable para todo revelador de tensión portátil en un rango de 01 a 420 kV y una frecuencia con rango de 15 a 60 Hz.

Tipos

De Contacto: Este tipo de revelador presenta un inconveniente, ya que para poder efectuar un adecuado revelado, el equipo debe hacer contacto directo con el elemento a revelar, situación que en algunos casos no es posible ya que todas las partes se encuentran protegidas (subestaciones encapsuladas, Cables enterrados, etc.).

De inducción o aproximación: La ventaja de este revelador es que no necesita hacer contacto directo con el elemento a revelar, sólo es suficiente el acercamiento de este hacia el punto a revelar.

CAPITULO V

MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES DE TRANSMISION

El presente capítulo describe las coordinaciones e instrucciones que se efectúan al realizar un trabajo de mantenimiento de subestaciones de transmisión.

Todas las instrucciones que son presentadas en este capítulo han sido elaboradas siguiendo las recomendaciones del fabricante y con el aporte del personal supervisor de Edelnor que cuenta con experiencia en trabajos de este tipo.

5.1.- Coordinaciones entre Edelnor y el Contratista. (ver figura 5.1).

1.- Edelnor entrega mensualmente al contratista la programación mensual de los trabajos según el **“Programa de Trabajo”** (anexo 3). En el cual se indica la Subestación, el día del mantenimiento, el circuito a intervenir, el horario de corte de energía y el técnico supervisor responsable de Edelnor.

2.- Con una semana antes de los trabajos, Edelnor y el contratista se reúnen en la subestación para determinar específicamente todos los trabajos que se efectuarán y ver las dificultades que podrían existir para prever las soluciones.

3.- El Supervisor de Edelnor, solicitará con una semana de anticipación la autorización correspondiente al Centro de Operaciones a través del **“Pedido de Maniobras para Trabajos en el Circuito o Equipos”**, en

el cual deberá indicar el día del mantenimiento, la subestación, el horario de corte de energía, la celda y el Técnico Responsable.

4.- El día del mantenimiento la movilidad del Contratista se presentará con el personal en la Subestación 1/2 de hora antes de la hora programada para el corte de energía y esperará la orden del supervisor de Edelnor para que autorice el ingreso a la subestación y entregue las boletas de seguridad.

5.- El Supervisor de Edelnor, antes de entregar las boletas de seguridad al Contratista y dar inicio a las labores, deberá comprobar personalmente lo siguiente:

- Que se haya cumplido con todas las maniobras necesarias para la liberación total de la celda donde se va a trabajar.

- Que en el lugar de trabajo se haya tomado todas las medidas de seguridad (líneas de tierra, señales de seguridad, tarjeta de liberación, etc...) según lo establecido en el Reglamento de Operación de Edelnor.

- En el caso de trabajos en equipos neumáticos, cerrar la válvula de paso de aire comprimido de la celda y luego descargar el interruptor y seccionadores correspondientes, dejando el resorte de comando en posición distendido, en el caso de los interruptores de reducido volumen de aceite, SF6 o vacío, retirar los mandos.

- Que estén colocados los bloqueadores de madera y pines metálicos en los pulsadores de las válvulas de mando o alimentación al motor, si se labora sobre equipos neumáticos o motor.

- Que los elementos de protección que alimentan los circuitos de mando estén desconectados: fusibles, interruptor termomagnético o interruptores correspondientes.

7.- El Supervisor de Edelnor recabará del Centro de Operación a través del operador de turno la tarjeta de circuito liberado. Asimismo, verificará la ausencia de tensión en el lugar de trabajo, la colocación de carteles de seguridad "CIRCUITO EN TRABAJO" en los interruptores o paneles de mando y luego firmará comprobando la hora de entrega y el número de autorización.

8.- El Supervisor de Edelnor entregará al contratista las boletas de seguridad dando así inicio a los trabajos. (El contratista no podrá iniciar los trabajos, subirse a los equipos, Revelar, señalar si no ha recibido la boleta de seguridad con la clave correspondiente otorgada por el Centro de Operaciones y con la firma del supervisor responsable de Edelnor).

9.- El supervisor del contratista se encargará de revelar los circuitos a intervenir (Revelará las tres fases de los equipos y lo comprobará con una celda en servicio). A continuación el personal procederá a colocar los sujetadores y la cinta señalizadora en los equipos a dar mantenimiento.

13.- A continuación el personal desarrollará el trabajo según las Instrucciones de Trabajo del ítem 5.2.

14.- Al terminar los trabajos, el supervisor del Contratista y de Edelnor verificarán que no queden elementos extraños en los equipos (trapos, brochas, etc.), luego el personal procederá a retirar las escaleras, materiales, sujetadores, cinta señalizadora dejara limpia la zona de trabajo.

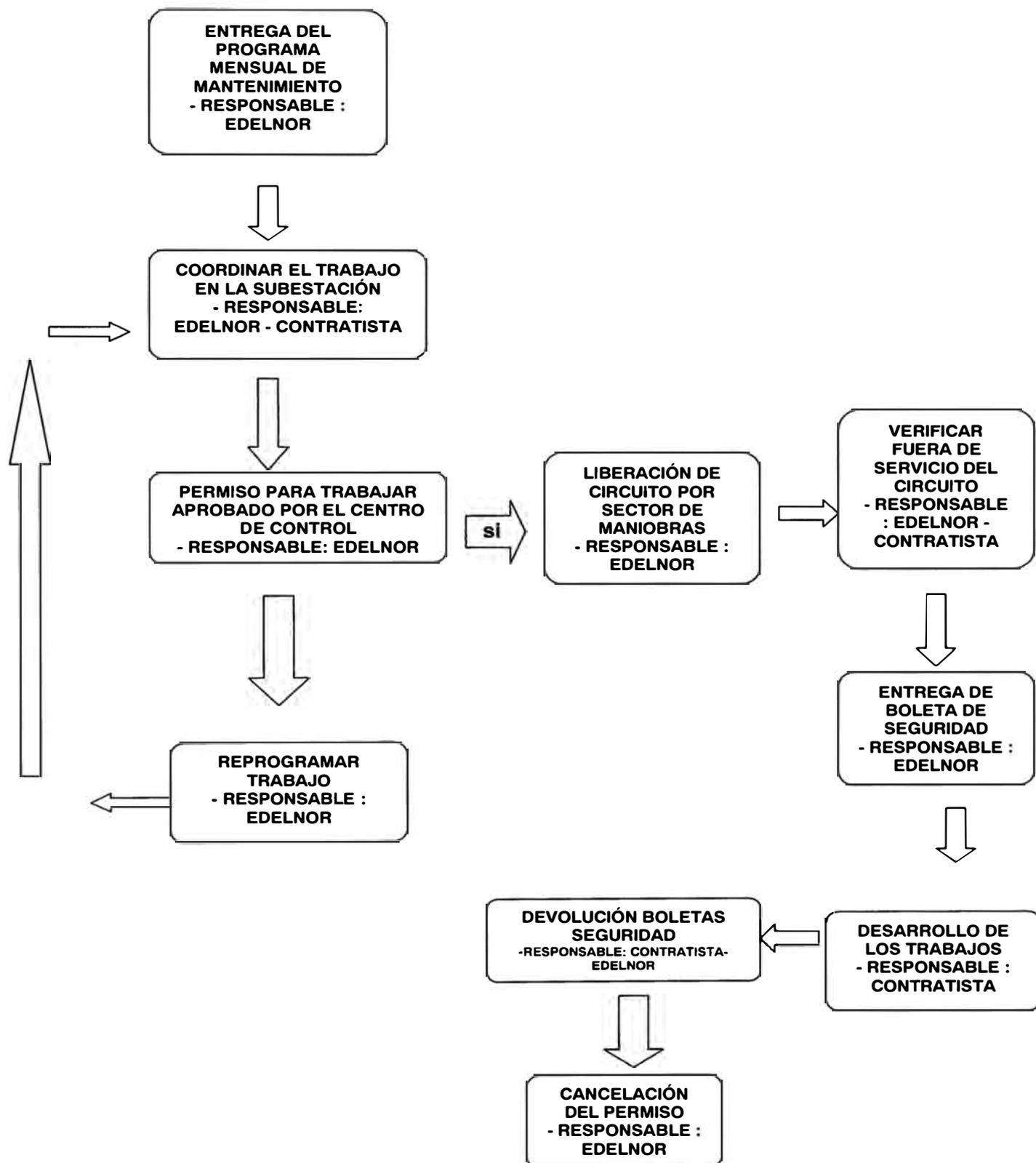


Figura 5.1 - FLUJOGRAMA DE LAS COORDINACIONES ENTRE EDELNOR Y EL CONTRATISTA

15.- El supervisor del contratista solicitará a cada trabajador su boleta de seguridad firmada al reverso de la misma y las entregará al supervisor de Edelnor dando así por finalizado los trabajos.

16.- Al final del trabajo, los Supervisores de Edelnor y del Contratista llenarán el Formato de Trabajo y el Acta de Entrega correspondiente al circuito intervenido para dejar constancia que se ha efectuado el trabajo programado (anexo 3).

17.- Posteriormente el Supervisor del Contratista, preparará un informe de los trabajos efectuados el día del mantenimiento. Dicho informe deberá contener la siguiente información: el personal que intervino, el material consumido, las herramientas empleadas, el trabajo efectuado por cada personal, las horas de ingreso y salida de la subestación, el detalle de los trabajos realizados, el Supervisor de Edelnor, datos de placa de los equipos y observaciones.

5.2.- Instrucciones de Trabajo

5.2.1.- Escalamiento de Equipos

En los Transformadores de Potencia y en los equipos como interruptores de 2 cámaras que por su forma, altura y ancho es difícil el acceso a las partes altas, se utilizarán escaleras telescópicas sujetadas en la parte inferior por un ayudante.

En equipos como pararrayos, transformadores de medida, de sección angosta el escalamiento será directamente por los aisladores, empleando en todo momento el cinturón de seguridad y cuidando de no golpear el

aislamiento con el seguro del cinturón porque causaría despostillado del mismo.

En los pórticos a base de vigas, el escalamiento se hace por las escaleras laterales (si tuviera) o empleando escaleras embonables y/o telescópicas cuidando de acercarse demasiado a los circuitos energizados manteniendo la distancia de seguridad que corresponde según el nivel de tensión.

En los pórticos tipo celosía, el escalamiento es por los peldaños ubicados en las aristas de las columnas ó por los propios perfiles.

En labores en cadenas de aisladores, el personal deberá contar con una soga de nylon de 6 mts que irá amarrado a la superestructura mientras efectúa el trabajo y sujeta a su cinturón como medio de protección ante una eventual caída. También deberá contar con un cinturón de seguridad con sentadera en buen estado, casco con carrillera de forma obligatoria.

5.2.2.- Instrucciones de Mantenimiento Preventivo

Antes de efectuar el mantenimiento preventivo de cada equipo, se debe retirar el polvo de la parte interna y externa de la celda (Pisos, Paredes, Puertas, Ventanas, etc.) empleando trapo industrial, escobillas, escobas, recogedores y aspiradora.

A continuación se procede con la limpieza de los equipos. Ver foto 5.1

5.2.2.1.- Transformador de Potencia

Cuba, Carcaza, Terminales y Aislamiento:

1.-Revisión y limpieza de la carcaza del transformador:

Retirar el polvo del transformador y aplicación de jabón líquido y desengrasante si fuese necesario.

Para la limpieza de los radiadores, se dispone de escobillas especialmente diseñadas de 1 mt. de longitud y cerda gruesa de PVC de 4 cm de diámetro.

Para la limpieza de los ventiladores, es necesario desarmar las rejillas y paletas.

2.- Revisión y limpieza del aislamiento (Bushings): retiro del polvo y limpieza con tocuyo impregnado en solvente dieléctrico de la porcelana y las partes metálicas. Luego con tocuyo limpio y seco, sacar brillo y secar los residuos de solvente.

3.- Se revisa si existe corrosión. Se resana la pintura.

4.- Verificar estado de cables de energía, terminales.

5.- Revisar, limpiar, ajustar terminales, grapas, bornes de alta tensión.

6.- Se verifica el nivel de aceite dieléctrico en el visor del tanque de expansión y del tanque del conmutador de tomas bajo carga.

7- Verificar el estado del preservante de humedad (silicagel) y regenerar si es necesario.

8.- Se verifica si existen fugas de aceite en el transformador:

Bushings, válvula de seguridad, relé Buchholz y sus cañerías, radiadores, llaves de ingreso y salida de aceite, carcaza (costuras de las soldaduras y planchas laterales).

Tablero de Mando:

1.- Limpieza exterior e interior.

2.- Revisión y ajuste de borneras.

3.- Revisión del estado del cableado.

4.- Revisión de resistencia de calefacción.

5.- Limpieza, lubricación de mecanismos.

6.- Revisión del nivel de aceite de caja de reductores del conmutador de tomas.

Sistema de Enfriamiento:

1.- Verificación de funcionamiento de ventiladores.

2.- Revisión de bomba de circulación de aceite.

3.- Verificación del estado de tuberías, bridas, válvulas y radiadores.

4.- Se verifica el sistema de control de accionamiento de sistemas de enfriamiento. (ONAF, OFAF).

Sistema de Protección del Transformador:

De acuerdo al Manual de Instrucciones del Fabricante del Equipo ó la Tarjeta de Mantenimiento:

1.- Revisar relé Buchholz, verificar su funcionamiento.

2.- Se revisa el sistema de protección de sobre temperatura.

3.- Se revisa el sistema de alarma y disparo por nivel de aceite.

5.2.2.2.- Interruptor de Potencia

Antes se debe verificar que se efectúen los siguientes pasos:

1.- Se colocan los mandos en posición local.

2.- Se desconecta la alimentación en continua del mando.

3.- Se desconecta la alimentación de corriente alterna.

4.- Se desconecta la alimentación del sistema de aire comprimido si lo hubiera (se bloqueará el accionamiento por aire comprimido).

5.- Se descarga la energía almacenada para accionamiento del interruptor.

Luego se procede con el mantenimiento como sigue:

Aislamiento y Soportes:

1.- Limpieza a trapo de aislamiento: se retira el polvo con trapo industrial y aplicar solvente dieléctrico con tocuyo.

2.- Limpieza a trapo de estructuras de soporte de equipo: retirar el polvo con trapo industrial y aplicar Jabón líquido y desengrasante si fuese necesario.

3.- Revisar si existen partes atacadas por la corrosión, lijar repintar.

Caja de Mandos:

1.- Limpieza exterior e interior de caja de mando.

2.- Revisión de conmutador local distancia.

3.- Revisión, limpieza y ajuste de borneras.

4.- Revisión del estado del cableado.

5.- Revisión del contador de maniobras, relés auxiliares.

6.- Revisión de lámparas de señalización y lámparas de cabina.

7.- Se verifican los puntos de calibración.

8.- Se verifica la presión de gas SF6, nivel de aceite dieléctrico, nivel de aceite hidráulico (hidrolina), presión de aire comprimido.

9.- Revisión del presóstato

10.- Revisar electro válvulas. Si existe fuga de aire o aceite hidráulico, cambiar juntas o empaquetaduras si es necesario.

11.- Se chequea el funcionamiento del motor de accionamiento del compresor de la electrobomba o de carga de resorte, según el tipo de interruptor.

12.- Se revisa la resistencia de calefacción.

13.- Revisión limpieza y lubricación de elementos móviles del interruptor.

14.- Limpieza y ajustes de terminales, grapas y bornes de alta tensión.

Mecanismos de Accionamiento:

1.- Limpieza y engrase de accionamiento mecánico, lubricación del sistema de transmisión de mando (pasadores, bielas, levas, resortes, cadenas, amortiguadores).

2.- Inspección y limpieza de amortiguadores.

5.2.2.3.- Seccionadores Tripolares

Antes se debe verificar que se efectúen los siguientes pasos:

1.- Se coloca el mando en posición local.

2.- Se desconecta la alimentación de corriente continua de los equipos.

3.- Se desconecta la alimentación del sistema de aire comprimido si lo hubiera (bloquear el accionamiento por aire comprimido).

4.- Se desconecta la alimentación de la calefacción.

Luego se procede con el mantenimiento como sigue:

Equipo:

1.- Revisión y limpieza del Aislamiento: retiro de polvo y aplicación de solvente dieléctrico.

2.- Revisión, limpieza y lubricación de contactos principales hembra y macho: retiro de vaselina antigua y aplicación de Vaselina Nueva..

3 - Revisión, limpieza y lubricación de pivotes, cojinetes de cabeza de contactos o contactos anulares y de cojinetes inferiores. : aplicación de aceite lubricante.

4.- Revisión, limpieza y lubricación de pivotes del sistema de barras de unión interpolar (varillas)

5.- Revisión, limpieza y lubricación de ejes y barras de unión interpolar (varillas).

6. Se revisa la posición de los topes.

7 - Revisión y limpieza de cuernos aros o discos espinterométricos.

8 - Verificar el alineamiento de las cuchillas. Además revisar, limpiar, ajustar terminales, grapas y bornes de alta tensión.

9.- Revisión de la conexión a tierra.

10.- Limpieza de la estructura y partes metálicas (varillajes, caja de mando): Se retira el polvo y se aplica jabón líquido o desengrasante si fuese necesario.

11 - Se revisa si existen partes atacadas por la corrosión. Lijar y repintar si es necesario.

Caja de mandos:

1.- Limpieza exterior e interior.

- 2.- Revisión, limpieza de conmutador Local - Distancia.
- 3.- Revisión, limpieza y ajuste de borneras.
- 4.- Revisión del estado del cableado.
- 5.- Revisión, limpieza y lubricación de mecanismo de accionamiento.
- 6.- Se revisa y verifica el funcionamiento de fin de carrera de seccionador.
- 7.- Limpieza de contactos auxiliares.
- 8.- Se chequean las electroválvulas. Si existe fuga de aire cambiar juntas o sellos.
- 9.- Se revisa la resistencia de calefacción.
- 10.- Se revisa si existen partes atacadas por la corrosión. Lijar y repintar si es necesario.

5.2.2.4.- Transformadores de Medida

- 1.- - Revisión y limpieza del aislamiento: retiro del polvo y aplicación de solvente dieléctrico con tocuyo.
- 2.- - Revisión y limpieza del soporte metálico: retiro del polvo y aplicación de jabón líquido para darle brillo, de ser necesario aplicar desengrasante.
- 3.- - Revisión, limpieza ajuste de terminales, grapas, barras de alta tensión.
- 4.- - Se verifica la existencia de puntos de corrosión. de presentarse, lijar y repintar.
- 5.- - Verificación de nivel de aceite. revisar si existe fuga o resumen de aceite:

- En la unión de la porcelana con la base del transformador.
- En la brida superior.
- En la cabeza.

6.- Revisión, limpieza y ajuste de terminales, grapas y bornes de alta tensión.

7.- - Revisión, limpieza y ajuste de borneras en caja de agrupamiento de cables.

5.2.2.5.- Pararrayos

1.- Revisión y limpieza del aislamiento y anillo equipotencial: retiro del polvo y aplicación de solvente dieléctrico con tocuyo.

2.- Revisión y limpieza del soporte metálico: retiro del polvo y aplicación de jabón líquido para darle brillo, de ser necesario aplicar desengrasante.

3.- Revisión, limpieza ajuste de terminales, grapas, barras de alta tensión.

4.- Se verifica existencia de puntos de corrosión. de presentarse, lijar y repintar.

5.- Revisión, limpieza y ajuste de terminales, grapas y bornes de alta tensión

6.- Se revisa y toma lectura del contador de descargas.

7.- Se revisa el cable del pararrayos al contador de descarga y verificar el conexionado a tierra.

8.- Se verifica el funcionamiento del contador de descargas con ayuda de un equipo generador de ondas de corriente o de tensión de muy corta duración.

5.2.2.6.- Terminales de Cables

1. - Retirar el polvo con trapo industrial seco, tocuyo, escobilla, brochas de toda la parte externa de los terminales y la estructura metálica que los sostiene.

2. - Limpieza con jabón líquido y trapo industrial de:

Estructura Soporte Metálico:

Para el retiro de manchas de grasa aplicar desengrasante ó gasolina y luego se limpia con jabón líquido.

3. - Limpieza con solvente dieléctrico la porcelana, conectores, cubierta de PVC.

Para el retiro de manchas de grasa aplicar desengrasante y luego se limpia con solvente dieléctrico.

5.2.2.7.- Aisladores (Pasamuros, Cadenas, Portabarras, etc.)

Limpieza:

1. – Retiro del polvo con tocuyo seco de todo el aislador.

2. – Limpieza del aislador con solvente dieléctrico.

Retiro de Silicona:

1. - Con Guaipe impregnado en solvente, se retira toda la silicona de la porcelana.

2. - Con tocuyo impregnado en solvente dieléctrico dejar limpio la superficie del aislador.

3. - Con tocuyo seco dejar seca la superficie del aislador.

Aplicación de Silicona:

1. – Limpieza de la porcelana como se indica en el punto A.

2. - Aplicar la silicona manualmente, en una capa delgada y uniforme en toda la superficie del aislador, primero por la parte interna del aislador y luego por la parte externa.

5.2.2.8.- Tableros de Control, Armarios de Campo.

1. – Se retira el polvo con trapo industrial seco, tocuyo, escobillas, brochas de toda la parte externa del tablero.

2. - Limpieza con jabón líquido y trapo industrial de:

Parte Exterior del Tablero:

Para el retiro de manchas de grasa se aplica desengrasante ó gasolina y luego se limpia con jabón líquido.

3. - Limpieza con brocha y solvente de los contactos eléctricos interiores y partes móviles, cuidando de no desconectar ningún cable de su bornera.

4. - Lubricación de las bisagras y chapas de las puertas

5.2.2.9.- Ductos y Canaletas

1. - Retirar las tapas de los ductos.

2. - Retirar el polvo del piso de la canaleta con aspiradora industrial o con escobillas y recogedores de mano.

3. - Limpiar con trapo industrial impregnado en solvente la superficie de los cables.

5.2.2.10.- Instrucciones Complementarias

1.- Una vez culminado con la limpieza de los equipos, se continua con la limpieza de la celda, se recogen los trapos sucios, etc. sólo debe quedar la piedra chancada. Luego se procede a trapear el piso y las bases de los equipos con agua. Se deben dejar limpias la zona de trabajo y las vías de circulación vehicular y peatonal.

2. - Evitar ensuciar la piedra chancada, el piso, las paredes de las celdas sobretodo cuando se realizan trabajos de pintura, siliconado de aisladores. Para ello se deberá prever los medios para evitar que se ensucie pe. colocar cartones, plásticos, etc.

3.- Cuando se limpian equipos tener cuidado con pisar las cañerías y tuberías porque podrían quebrarse, sobretodo cuando se trabaja sobre los transformadores de potencia en las cañerías del relé Buchholz.

4.- Cuando se limpian los seccionadores, evitar pisar los varillajes y apoyarse sobre los brazos de las cuchillas porque pueden desalinearse las cuchillas.

5.- Emplear escaleras telescópicas para la limpieza de los equipos de gran altura.

6.- Para la limpieza de los lugares difíciles, emplear Compresora con pulverizador y líquido desengrasante dieléctrico.

7.- Durante el mantenimiento, informar al supervisor cualquier desperfecto que se encuentre en los equipos como: porcelana rota, escape de aceite, pernos sueltos, cables de control sueltos, etc. .para así poder tomar las medidas correctivas.

5.2.3.- Mantenimiento Correctivo – Instrucciones de Trabajo

En esta sección se desarrolla las instrucciones relacionadas al cambio del equipo.

5.2.3.1.- Interruptor Tripolar

Aire Comprimido:

1.- Se verifica que el circuito a intervenir este fuera de servicio y con sus tierras temporarias correspondientes.

2.- Desconectar los mandos eléctricos desde los tableros de control.

3.- Cerrar la válvula principal de aire al equipo y luego descargar el aire del interior del interruptor.

4.- Desconectar los cables de alta tensión.

5.- Desconectar los cables de control y fuerza de las borneras.

6.- Desconectar las tuberías de aire del sistema neumático.

7.- Retirar los pernos de la base del equipo y retirar el equipo.

8.- Una vez retirado el equipo, se verifica que el nuevo interruptor no tenga ninguna dificultad en la ubicación, de lo contrario se realizarán las modificaciones que sean necesarias.

9.- Colocar el interruptor y conectar los conductores alta tensión, cables de control y fuerza, tubería de aire.

10.- Efectuar las pruebas de apertura y cierre local y distancia.

Hexafluoruro de Azufre - SF6:

1.- Verificar que el circuito a intervenir esté fuera de servicio y con sus tierras temporarias correspondientes.

2.- Desconectar los mandos eléctricos.

- 3.- Descargar el resorte del interruptor.
- 4.- Desconectar el conector tipo peine de los contactos eléctricos.
- 5.- Desconectar los cables de alta tensión.
- 6.- Desconectar los cables de control y fuerza de las borneras previa identificación.
- 7.- Retirar los pernos de la base del equipo y retirar el equipo..
- 8.- Una vez retirado el equipo, se verifica que el nuevo interruptor no tenga ninguna dificultad en la ubicación, de lo contrario se realizarán las modificaciones que sean necesarias.
- 9.- Colocar el interruptor y conectar los conductores de alta tensión, cables de control y conector tipo peine.
- 10.- Efectuar las pruebas de apertura y cierre local y distancia.

Mínimo Volumen de Aceite:

- 1.- Verificar que el circuito a intervenir este fuera de servicio y con sus tierras temporarias correspondientes.
- 2.- Desconectar los mandos eléctricos.
- 3.- Descargar el resorte del interruptor.
- 4.- Desconectar el conector tipo peine de los contactos eléctricos.
- 5.- Desconectar los circuitos de alta tensión.
- 6.- Desconectar los cables de control y fuerza de las borneras previa identificación.
- 7.- Retirar los pernos de la base del equipo y retirar el equipo..
- 8.- Verificar que el nivel de aceite del nuevo interruptor este bien.

9.- Una vez retirado el equipo, se verifica que el nuevo interruptor no tenga ninguna dificultad en la ubicación, de lo contrario se realizarán las modificaciones que sean necesarias.

10.- Colocar el interruptor y conectar los conductores de alta tensión, cables de control y conector tipo peine.

11.- Efectuar las pruebas de apertura y cierre local y distancia.

5.2.3.2.- Seccionador Tripolar

1.- Verificar que el circuito a intervenir este fuera de servicio y con sus tierras temporarias correspondientes.

2.- Desconectar los mandos eléctricos.

3.- Desconectar los circuitos de alta tensión.

4.- Desconectar el aire comprimido si en caso lo tuviera.

5.- Se retiran los pernos de la base y se retira el equipo..

6.- Una vez retirado el equipo, se verifica que el nuevo seccionador no tenga ninguna dificultad en la ubicación, de lo contrario se realizarán las modificaciones que sean necesarias.

7.- Se conecta el aire si es el caso.

8.- Se conectan los cables de control.

9.- Se efectúan las pruebas de apertura y cierre de mando eléctrico local y distancia y mando mecánico.

10.- Se verifica el correcto alineamiento de las cuchillas.

5.2.3.3.- Transformador de Medida

1.- Desconectar los conductores de alta tensión y los cables de medida y protección.

2.- Con la Grúa y una soga de $\frac{3}{4}$ ", amarrar el transformador por la parte superior. Luego retirar los pernos de la base.

3.- Retirar el transformador de medida.

4.- Con la grúa amarrar el transformador nuevo y colocarlo en su estructura. Luego se ajustan los pernos de la base en forma cruzada y se les aplicará el mismo torque a todos.

5.2.3.4.- Transformador de Potencia

1.- Desconexión mecánica del transformador.

- Retirar los conectores de alta y media tensión.

- Retirar los cables de control y fuerza.

2.- Desplazar el transformador por los rieles y con ayuda de un tecele de arrastre y gatas hidráulicas de 15 TN hacia el lugar destinado.

3.- Desplazar el nuevo transformador por los rieles y con ayuda de un tecele de arrastre y gatas hidráulicas de 15 TN al lugar del transformador retirado.

4.- Efectuar el conexionado eléctrico y mecánico.

5.2.3.5.- Aislador Bushing

1.- Se desconecta el conductor de alta tensión y se retira el conector.

2.- Se inhabilitan las protecciones de nivel de aceite y del relé buchholz, se cierra la válvula del relé buchholz.

3.- Bajar el nivel de aceite en la base de cada Bushing abriendo la válvula inferior y trasladando el aceite al tanque de reserva.

4.- Amarrar el bushing al brazo de la grúa 6 Tn con una soga de nylon de $\frac{3}{4}$ ".

- 5.- Retirar el pin superior de los bushing.
- 6.- Retirar los pernos de la base del bushing.
- 7.- Retirar el aislador.
- 8.- Cambiar la empaquetadura del bushing.
- 9.- Colocar el nuevo bushing, previamente pasar el conductor del devanado.
- 10.- Ajustar los pernos de la base.
- 11.- Colocar el pin del bushing, el conector y el conductor de Alta Tensión.
- 12.- Se abre la válvula del relé buchholz.
- 13.- Purgar los bushing y el buchholz.
- 14.- Se habilitan las protecciones de nivel de aceite y de relé buchholz.

5.2.3.6.- Pararrayo

Estos equipos de protección son cambiados cuando han descargado ante una corriente de rayo, esto se comprueba cuando las toberas que poseen emanan un vapor dejando manchas de hollín a lo largo del equipo, en estos casos se dice que el pararrayos ha sido deteriorado y hay que cambiarlo, para lo cual se procede de la siguiente manera.

- 1.- Desconectar los conductores de alta tensión y el cable hacia el contador de descargas.
- 2.- Con la grúa y una soga de nylon de $\frac{3}{4}$ ", amarrar la parte superior (sin dañar el anillo equipotencial), luego se retiran los pernos de la base.
- 3.- Se retira el pararrayos.

4.- Con la grúa, amarrar la parte superior del nuevo pararrayos y colocarlo sobre su estructura. Ajustar los pernos de forma cruzada y aplicarles el torque que da el fabricante.

5.- Conectar el contador de descargas.

5.2.3.7.- Radiadores

1.- Cerrar las válvulas de entrada y salida del Aceite Superior e Inferior.

2.- Retirar el aceite del interior de los radiadores quitando el perno inferior.

3.- Vasear el aceite retirado en el tanque de reserva del transformador.

4.- Retirar los pernos de las bridas superior e inferior del radiador.

5.- Con la ayuda de 1 grúa de 2 Tn retirar el radiador.

6.- Verificar si las empaquetaduras se encuentran en buen estado (sin picaduras ni rajadas), de lo contrario cambiarlas.

7.- Colocar el nuevo radiador.

8.- Abrir las válvulas para que el aceite ingrese al nuevo radiador.

9.- Purgar los siguiente lugares del transformador para eliminar el exceso de aire en el interior del transformador:

- Válvulas de cada Bushing.

- Relé buchholz.

5.2.3.8.- Línea de Tierra de Equipos.

1.- Por seguridad, antes de retirar la tierra del equipo, se deberá colocar una tierra temporaria.

2.- Retirar las pletinas de la línea de tierra.

3.- Determinar el recorrido de la nueva línea de tierra y tomar medidas.

4.- Con la dobladora de barra y las medidas tomadas, doblar la nueva pletina y darle su forma final.

5.- Para las uniones de pletinas se empleará la soldadura de Plata de la Siguiete manera:

- Unir las platinas a soldar y sostenerlas en forma vertical con un martillo a compresión.

- Calentar las platinas con equipo oxiacetileno por espacio de 3 minutos sin regar al rojo vivo.

- Acercar la varilla de plata a la junta superior. Se ira derritiendo hasta que cubra toda el área de contacto.

- Introducir en agua para que se refuerce la soldadura.

6.- Pintar la pletina con esmalte amarillo Caterpillar y preparar los huecos.

7.- Colocar la pletina y soldarla con plata a la tierra profunda.

8.- Retirar la tierra temporaria.

5.2.3.9.- Eliminar pérdida de aceite en equipos de patio de llaves.

Esta falla ocurre generalmente por el deterioro de las empaquetaduras o por rajaduras en transformadores de potencia, transformadores de medida, interruptores en aceite.

1.- Se verifica que el circuito a intervenir este fuera de servicio y con sus tierras temporarias correspondientes.

2.- Se inspecciona el aislador para establecer por donde está perdiendo aceite, si es rajadura o empaquetadura.

3.- Una vez establecida el lugar de fuga, se extrae el aceite hasta llegar por debajo del nivel de la grieta, trasladando el aceite al tanque de reserva.

4.- Se procede a retirar el Aislador.

5.- Se verifica si es rajadura se puede solucionar con una masilla epóxica, si es por empaquetadura se procede a cambiar la misma.

6.- Se procede a colocar el aislador y a rellenar de aceite..

7.- Se procede a purgar (eliminar el aire del interior) todos los bushing, buchholz, conmutador y reactor.

5.2.3.10.- Mantenimiento de Caja Comando Gradin Conmutador MR

1.- Se retira el aceite hasta dejar libre el conmutador (1 cilindro aprox. para transformadores de 60 kV) para lo cual se emplea una electro bomba de ¼ HP.

2.- Desmontaje del ruptor, para lo cual se aflojan los pernos con llaves rache y mixtas y con ayuda de una grúa pequeña es retirado del transformador manteniendo en todo momento la verticalidad para evitar choques que puedan aflojar alguna pieza interna.

3.- Lavado y limpieza del ruptor con solvente dieléctrico a presión, para lo cual se emplea una compresora con soplete.

4.- Inspección y evaluación del estado de los mecanismos del conmutador, para lo cual se desarma el ruptor para comprobar el estado de los contactos.

5.- Limpieza del recipiente del ruptor con trapo industrial, se debe tener especial cuidado en dejar elementos extraños en el interior.

6.- Montaje del ruptor.

7.- Llenado con aceite Shell Diala-D.

8.- Engrase y control del árbol de accionamiento.

9.- Control de fines de carrera (eléctrico y mecánico).

10.- Control de actuación del relé de protección del conmutador así como del relé Buchholz.

5.2.3.11.- Corrección de cuchillas desalineadas del seccionador

Se procede de la siguiente manera, en el orden que se indica hasta lograr corregir el defecto:

1.- Aflojar los pernos de las cuchillas (Parte Superior) y girar hasta que se alinien.

2.- Aflojar los pernos de la base del polo y colocar lanas metálicas.

3.- Aflojar los pernos del varillaje del accionamiento mecánico y forzar el alineamiento.

4.- Efectuar pruebas de apertura y cierre mecánico y eléctrico.

5.2.3.12.- Relleno y detección de gas SF6 a Interruptores

1.- Con el equipo detector de fuga de gas SF6, verificar si hay fuga acercando el equipo hacia los posibles puntos de fuga: bridas, empaquetaduras, niples. Cuando el sonido se haga continuo nos indicará que existe una fuga de gas.

2.- Retirar la tapa de la boquilla de la válvula de carga del interruptor y colocar el equipo de carga del gas.

3.- Con la válvula reguladora del equipo cerrada abrir lentamente la válvula del tanque. A continuación ir abriendo lentamente la válvula reguladora del tanque para que el SF6 ingrese lentamente al interior del equipo hasta alcanzar el valor Nominal. Por ejemplo para el interruptor de Potencia 3AP! F1 hasta 245 kV de Siemens, el valor nominal de presión de gas a 20 °C es 0.3 Bar. Este valor depende varía con la temperatura, en el Anexo 7 se presenta la Curva de Variación de la Presión con la Temperatura.

5.2.3.13.- Relleno de Aceite a Polos de Interruptores de 10 kV

- 1.- Retirar la tapa para el ingreso del aceite de la columna del polo.
- 2.- Rellenar con aceite Shell Diala-D hasta cubrir el indicador de nivel que se encuentra en cada columna.

5.2.3.14.- Reparación del aislamiento.

- 1.- Limpieza del área rota de la porcelana.
- 2.- Preparación de masilla Dieléctrica especial.
- 3.- Colocación de la Masilla en la zona afectada y moldearla.
- 4.- Luego de 15 minutos, aplicar esmalte aislante TERMO CLAP de Sherwin Williams.

5.2.3.15.- Repintado de Estructuras Metálicas

Repintado Parcial de la Estructura:

1. - Limpieza y retiro del oxido por medios mecánicos: lijas, escobillas de acero.
2. - Aplicación de líquido transformador de oxido.
3. - Aplicación de pintura base AMERLOCK 400.

4.- Luego de 48 horas se aplica la pintura de acabado poliuretano AMERCOAT 450.

Repintado Total de la Estructura:

1.- Retirar la pintura antigua, oxido ó restos de grasa, empleando el método de Arenado mediante chorro de arena seca de río ó escoria de cobre de primer uso, de ser posible por el estado de la estructura, se buscará llegar al estado metal blanco.

2.- Antes de iniciar a pintar se rectifican las imperfecciones que existan en la superficie empleando masillados y esmerilados

3.- A continuación (máximo 3 horas luego del arenado) se aplica la pintura base AMERLOCK 400.

4. – Luego de 48 horas se aplica la pintura de acabado poliuretano AMERCOAT 450.

5.3.- Recomendaciones para el desarrollo de los trabajos

1.- Cuando se efectúan trabajos en Celdas de 10, 60 y 220 kV, las herramientas o materiales deberán trasladarse a la altura de la cadera, evitando en todo momento levantarla porque podría acercarse a los conductores energizados y producir una descarga eléctrica con consecuencias fatales.

2.- Los circuitos en trabajo deberán estar permanentemente bajo tierra (Tierras francas y Temporarias). Adicionalmente se llevarán tierras temporarias para efectuar la limpieza de las cuchillas de las tierras francas de los seccionadores de línea.

3.- Durante el trabajo, se debe impedir la presencia de terceras personas en la zona de trabajo, debido a que pueden obstaculizar o distraer la atención del personal.

4.- Cuando se efectúe todo tipo de maniobra de apertura y cierre de equipos o colocación y retiro de tierras, el personal deberá bajar de los equipos y colocarse fuera de la celda.

5.- Esta prohibido lanzarse las herramientas y materiales sobretodo cuando se trabaja en altura, porque podría escaparse y caer sobre algún equipo o persona y causar lesiones y rotura del aislamiento.

6.- Está prohibido transitar por otras celdas que no han sido autorizadas en su boleta de seguridad.

7.- Esta prohibido acercarse y menos subirse a los equipos sin la previa autorización del supervisor.

8.- Revisar las herramientas e implementos de seguridad del personal, las mismas que deben estar en buen estado, de lo contrario cambiarlas.

9.- Todo el material y herramientas deben estar dentro de la zona demarcada por la cinta señalizadora amarilla.

10.-La movilidad al ingresar a la subestación, se desplazará por la pista perimetral y se ubicará cerca a la celda de trabajo, cuidando de acercarse a las celdas en servicio.

11.- Antes del inicio de los trabajos, se deberá verificar el estado anímico y físico del personal para que puedan ingresar a la celda. Asimismo, se verificará el buen estado de los implementos de seguridad.

Las empresas de electricidad deberán implementar las siguientes acciones en relación con el personal que efectúa los trabajos:

1.- Se debe consolidar los conocimientos del personal envuelto en los trabajos de mantenimiento de subestaciones y reforzar sus conocimientos en aspectos de seguridad, para ello se deberán organizar Seminarios y Cursos al respecto.

2.- Se deberá instruir al personal en las técnicas de limpieza y escalamiento de equipos y trabajos en altura.

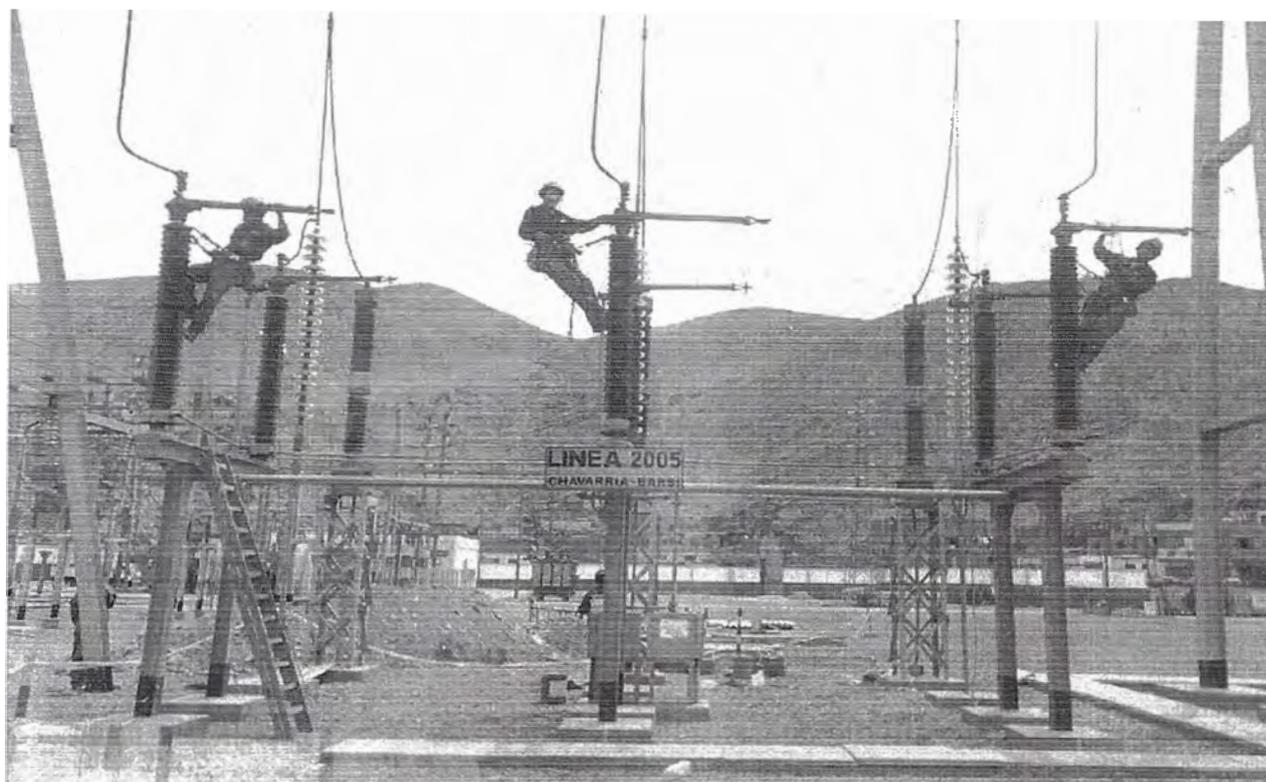
3.- Se deberá dotar a todo el personal de los implementos de seguridad en buen estado, según el trabajo que realice. Asimismo, a los supervisores de les deberá dotar de equipos de comunicación (celulares, Radios, Beeper).

4.- Se deberá tener un botiquín con todos los medicamentos esenciales y se instalará en la unidad de transporte.

5.- Se deberá instruir al personal en los conocimientos de primeros auxilios para cualquier emergencia.

6.- El contratista deberá tomar una póliza de riesgo de vida para todo su personal.

7.- El contratista deberá tomar una póliza contra daños a los equipos eléctricos de propiedad de Edelnor.



SET CHAVARRIA
MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE SECCIONADOR DE
LINEA 2005 DE 220 kV (CHAVARRIA – BARSÍ)

Foto 5.1

CAPITULO VI PROGRAMA DE PREVENCIÓN DE RIESGOS

Con el fin de reducir y eliminar los riesgos que atentan contra la salud y la seguridad de los trabajadores durante la ejecución de un trabajo, y lograr una eficiencia de los procesos, las empresas elaboran los Programas de Prevención de Riesgos que contemplan los lineamientos, objetivos y principales acciones a desarrollarse cada año. Este programa se basa en el Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Subsector Electricidad RM-N° 263-2001-EM/VEM del 2001-07-21.

Los programas están basados las siguientes acciones:

1.- **Plan de capacitación y entrenamiento.** Los programas de capacitación deben estar orientados a lo siguiente:

- Capacitar e instruir a todo el personal operativo y administrativo en cuanto a su desempeño y a su seguridad personal.

- Capacitar y entrenar al personal directriz (Ingenieros, supervisores) en las nuevas técnicas de trabajo con el fin de fortalecer sus conocimientos.

- Formar instructores en procedimientos, en técnicas de trabajo y en Seguridad e Higiene Ocupacional.

- Instruir y entrenar al personal de brigadas de emergencias en el manejo y conservación de las instalaciones y de los medios de extinción en caso de incendios, así como los procedimientos de evacuación de las instalaciones y de los primeros auxilios.

- Efectuar evaluaciones periódicas al personal.

2.- Las Inspecciones de Seguridad. Se efectúan a un determinado trabajo y constituyen herramientas fundamentales para la elaboración de los Análisis de Seguridad de la tarea (AST). En ellas se deben precisar todas las condiciones Subestándares (fuera de los Estándares) como son: Falta o inadecuados implementos de protección personal, inadecuados procedimientos de trabajo y todas las deficiencias que se observen durante la ejecución de un trabajo y que podrían causar accidentes. Las inspecciones se hacen de dos formas: Planeadas (con pleno conocimiento de los trabajadores y encargados) e Inopinadas (sin el conocimiento de los trabajadores). La segunda permite obtener mayor información sobre Actos Subestándares, mientras que la primera sirve para confirmar si se están siguiendo las recomendaciones de seguridad impartidas por los supervisores de seguridad. (Anexo 3).

3.- Los Análisis de Seguridad de la tarea (AST). Son procedimientos de seguridad relacionados al trabajo, por medio de los cuales se identifican los riesgos potenciales de accidentes, asociados con cada etapa del trabajo y produce soluciones tendientes a eliminar o a proveer un resguardo para tales riesgos (ver ejemplo en anexo 3).

4.- Registro de accidentes e incidentes. Se lleva un control de los accidentes o incidentes a través de los **Reportes de Accidentes** en los cuales debe precisar los datos de la persona, ubicación y hora del accidente, así como el detalle de cómo ocurrió (Ver anexo 3),

5.- Investigación de los accidentes. Luego de haber ocurrido el accidente y luego de la evacuación de la persona, se procede a la toma de datos relacionada al accidente recabando la información que pueden proporcionar los testigos, pruebas en el lugar, quien y cuando se le entregó la orden de trabajo al contratista, quien comunico el accidente; toda esta información se llena en el formato de **Investigación del Accidente** y es archivada por la Oficina de Seguridad (Ver Anexo 3).

6.- Seguimiento y Control a los planes de los sub comités de seguridad. Periódicamente el Departamento de Seguridad de la Empresa Distribuidora debe efectuar reuniones con los comités de seguridad de las diferentes dependencias y con los comités de seguridad de los contratistas para verificar si se esta cumpliendo con el Plan de seguridad. Los comités de seguridad de los contratistas deben llevar un Acta de las Reuniones mensuales que se realice.

6.1.- Objetivos

El programa de prevención de riesgos busca alcanzar los siguientes objetivos:

1.- Mayor compromiso de los supervisores con el concepto de la seguridad integrada a la tarea, que no es mas que la realización de la tarea siguiendo los procedimientos seguros de trabajo (AST).

2.- Reducción de la cantidad de accidentes con relación al año anterior.

3.- Participación activa del supervisor en la identificación de actos y condiciones Subestándares (fuera de los estándares).

4.- Mejora de las estadísticas de accidentes y creación de la estadística de enfermedades ocupacionales.

6.2.- Indicadores de Gestión

Para evaluar la Gestión de determinada área en el aspecto seguridad, se emplean indicadores que gestión que reflejan el desempeño durante el año, con el fin de trazar metas y mejorar continuamente con relación al año anterior.

Las metas que se buscan alcanzar son llegar a un 0% en todo lo relacionado a los Accidentes y llegar a un 100 % en materia de prevención de Accidentes.

Los indicadores que se emplean para medir la gestión del Programa de Prevención de Riesgos de EDELNOR son los siguientes:

Indice de Frecuencia – IF:

Número de accidentes fatales e incapacitantes por cada millón de horas hombre trabajadas.

$$\text{IF} = (\text{número de accidentes} \times 1000000) / \text{H H trabajadas}$$

Lesión incapacitante: Interrupción de la actividad laboral mayor a 12 horas o descanso médico.

Indice de Severidad - IS

Número de días perdidos debido a la gravedad de la lesión que incapacita al trabajador por cada millón de horas hombre trabajadas.

$$\text{IG} = (\text{total días perdidos} \times 1000000) / \text{H H trabajadas}$$

Uso de elementos de Protección Personal - PP

$$\text{PP} = (\text{N}^\circ \text{ trabajadores usando PP}) / \text{N}^\circ \text{ trabajadores observados}$$

Indice de Accidentalidad - IA

Cantidad de accidentes incapacitantes y fatales por trabajador.

$$\text{IA} = (\text{N}^\circ \text{ de Accidentes}) / \text{Promedio de trabajadores}$$

Tasa de Riesgo - TR

$$\text{TR} = (\text{N}^\circ \text{ de días perdidos}) / \text{N}^\circ \text{ de trabajadores observados}$$

Indicadores de Gestión de EDELNOR el año 1999

Indice de Frecuencia (IF)	15%
Indice de Severidad (IS)	97%
Uso de los Implementos de Protección Personal	91.70%
Cantidad de Accidentes (CA)	29%
Cantidad de Días Perdidos (CDP)	69%

CAPITULO VII COSTOS DE MANTENIMIENTO

Para la aprobación de un Proyecto de Construcción de una Subestación, es necesario efectuar una evaluación técnica económica del mismo.

La evaluación económica es efectuada en un período de tiempo en años, en el cual partiendo de una Inversión Inicial (Costo de la Subestación) y los Gastos anuales propios de la Subestación (Gastos administrativos y Gastos de Mantenimiento) se compara con el Beneficio que se obtendría (Relación Beneficio/Costo).

En el Año 2000, para EDELNOR los Gastos correspondientes al mantenimiento de los equipos de cada Subestación, representaron aproximadamente el 8 % del Gasto de Inversión correspondientes al Montaje electromecánico de la Subestación, a continuación se muestran los detalles correspondientes:

Gastos de Mantenimiento de Subestaciones de

Transmisión EDELNOR (Grupo 1) - Año 2000 **\$.** 433,426.40

- Por Tipo de Mantenimiento:

Preventivo	\$.	330,635.40
Correctivo	\$.	18,670.50
Predictivo	\$.	84,120.50
Total	\$	433,426.40

- Por Nivel de Tensión:

10 kV	\$.	179,511.70
60 kV	\$.	184,850.00
220 kV	\$.	69,064.70
Total	\$	433,426.40

- Por Subestación:

Subestación	Gasto de Mantenimiento Año 2000–Zona Colonial-\$	Inversión Inicial (Montaje y Suministro) \$
Jicamarca	9,282.40	111,000.00
Barsi	90,909.00	1'120,000.00
Canto Grande	19,768.00	220,000.00
Maranga	24,841.00	250,000.00
Mirones	49,426.00	590,100.00
Oquendo	15,241.00	200,250.00
Pershings	32,553.00	346,150.00
Sta. Rosa Vieja	49,662.00	585,300.00
Sta. Rosa Nueva	40,312.00	360,000.00
Sta. Marina	31,382.00	480,100.00
Pando	17,018.00	195,000.00
Tacna	36,182.00	414,500.00
Tomas Valle	16,850.00	190,200.00
Total \$	433,426.40	

Estos gastos de mantenimiento resultan de la frecuencia de intervenciones al año tanto preventivas, correctivas como predictivas que se efectuaron durante el año 2000 en cada equipo y que son necesarias para la correcta operación de la subestación.

En el anexo 4 se muestran los precios unitarios de las diferentes actividades con las cuales son valorizados estos trabajos en EDELNOR.

Como referencia, en el anexo 5 se presenta la relación de recursos necesarios para determinar los costos unitarios de los trabajos de mantenimiento.

CONCLUSIONES

1.- Para efectuar un buen mantenimiento a los equipos de patio de llaves de una subestación de alta tensión, el supervisor cumple un papel fundamental y de él depende en gran parte el éxito del mantenimiento. Sus funciones principales tienen que ver con lo siguiente:

Seguridad: Difundir y aplicar las AST's en su trabajo diario, efectuar las charlas de 5 minutos y conversar constantemente con el personal sobre temas de seguridad.

Trabajo : Difundir y hacer cumplir las instrucciones de trabajo.

2.- Es muy importante verificar la calidad de los materiales químicos que se emplean en el mantenimiento de los equipos porque pueden afectar al organismo y a los propios equipos, es por ello que al hacer la compra de los mismos se deben exigir las pruebas correspondientes en laboratorios de prestigio y la presentación del certificado de la DIGESA (Dirección General de Salud Ambiental del Ministerio de Salud) para asegurar la protección de la persona y del medio ambiente.

3.- Es habitual practicar el mantenimiento en función del tiempo, con intervalos de intervención fijos y sustitución de componentes luego de una vida útil fijada de antemano; generalmente los resultados son satisfactorios, pero esta forma no siempre es la más económica, ya que por regla general, los equipos no se utilizan hasta agotar su vida útil real. Con la nueva

estrategia del mantenimiento de las subestaciones que está implementando la empresa EDELNOR, se busca optimizar los períodos de mantenimiento de cada equipo basados en la evaluación de los mismos en cuanto a su estado técnico y a su importancia para la red.

4.- Es importante llevar una estadística de las fallas de cada equipo. Asimismo registrar todos los eventos que ocurren en cada celda. Esta información, nos va a permitir en su momento, determinar el estado de los equipos y prever las fallas para efectuar el mantenimiento oportuno que corresponde, evitando así fueros de servicio imprevisto.

5.- Constantemente se deben implementar y difundir las AST's con el fin de que el personal este consciente de los pasos que tiene que seguir, aminorando los riesgos y evitando los accidentes, lo cual redundará en una mejora de los índices de gestión de las empresas del sector eléctrico.

6.- Es importante brindar capacitación continua al personal que labora en patios de llaves. Descuidar esta obligación por parte de las empresas concesionarias y empresas contratistas contribuye a que los trabajos no sean de calidad.

7.- Paralelamente a las nuevas estrategias de mantenimiento, es necesario implementar nuevas técnicas para la ejecución de los trabajos de mantenimiento buscando efectuar trabajos de calidad, en el menor tiempo con menor cantidad de personal y con mayor seguridad. Por ello el asesoramiento técnico que nos brinde las empresas fabricantes de equipos y materiales serán de gran utilidad para nuestro trabajo.

8.- A pesar que los fabricantes indican que los aisladores poliméricos no requieren mantenimiento por largos períodos (2 a 3 años), la experiencia en nuestro país demuestra que se llegan a contaminar en forma similar que los de aisladores de porcelana y de vidrio, haciendo necesaria su limpieza en períodos más cortos a los previstos.

ANEXOS

ANEXO 1 CELDAS DE LAS SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN.

ANEXO 2 FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LAS SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN.

ANEXO 3 FORMATOS DE TRABAJO.

Boleta de Seguridad.

Charla de 5 minutos.

Reporte de accidente o cuasi-accidentes.

Acta de entrega de trabajos.

Reporte inspección de seguridad EDELNOR.

Programa mensual de mantenimiento.

Análisis de Seguridad en la Tarea (AST).

ANEXO 4 PRECIOS UNITARIOS DE TRABAJOS DE MANTENIMIENTO.

ANEXO 5 RECURSOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS UNITARIOS EN TRABAJOS DE MANTENIMIENTO.

ANEXO 6 ESPECIFICACIONES TECNICAS DE IMPLEMENTOS DE SEGURIDAD DE EDELNOR

ANEXO 7

INFORMACION COMPLEMENTARIA.

- Rellenado de gas SF6 a interruptores.
- Mecanismo de Accionamiento mecánico de un interruptor de potencia.
- Curva Presión SF6 vs. Temperatura.
- Proceso de extinción del arco en Interruptores de potencia SF6.

ANEXO 1
CELDAS DE LAS SUBESTACIONES DE TRANSMISION

SET BARSÍ

Lado de 220 KV

Celda del Transformador N°1 -220/60 kV–Lado de 220 kV

Celda del Transformador N°2 -220/60 kV–Lado de 220 kV

Celda del Transformador N°3 -220/60 kV–Lado de 220 kV

Celda de Línea 2005 (Barsi – Chavarría)

Celda de Línea 2006 (Barsi – Chavarría)

Celda de Acoplamiento, que incluye:

Sistema de Barras 1 y 2 de 220 kV (120 Cadenas Polímero)

Seccionador de Puestas a Tierra 1 y 2 de 220 kV

Lado de 60 KV

Celda del Transformador N°1 220/60 kV – Lado de 60 kV

Celda del Transformador N°2 220/60 kV – Lado de 60 kV

Celda del Transformador N°3 220/60 kV – Lado de 60 kV

Celda del Transformador N°1 60/10 kV – Lado de 60 kV

Celda del Transformador N°2 60/10 kV – Lado de 60 kV

Celda del Transformador N°3 60/10 kV – Lado de 60 kV

Celda de la Línea 615 de 60 kV (Barsi – Pershing)

Celda de la Línea 616 de 60 kV (Barsi – Maranga)

Celda de la Línea 623 de 60 kV (Barsi – Sta. Marina)

Celda de la Línea 624 de 60 kV (Barsi – Sta. Marina)

Celda de la Línea 661 de 60 kV (Barsi – Pando)

Celda de la Línea 662 de 60 kV (Barsi – Pando)

Celda de Acoplamiento, que incluye:

Sistema de Barras 1 y 2 de 60 kV

Celda de Transformadores de Tensión 1 y 2 - 60/0.11 kV

Lado de 10 KV

2 Celdas de Transformador 60/10 kV

25 Celdas de salidas K1 a K25.

Celda de Acoplamiento, que incluye:

Sector de Barras Negro y Blanco de 10 kV

Celda del Transformador de tensión Blanco y Negro 10/0.11 kV

Celda del Transformador de SS.AA. 10/0.22 kV

Celda de los Banco de condensadores 1 – pasos 1 y 2.

SET ANCON

Lado de 60 KV

Celda del Transformador N°1 - 60/10 kV

Celda de Línea 691 (Ancón – Zapallal T Huaral)

Lado de 30 kV

Celda del Transformador N°1 - 30/10 kV

Celda de Línea 310 (Ancón – Zapallal)

Lado de 10 kV

Celda del Transformador 30/10 kV – Lado de 10 kV

Celda del Transformador 60/10 kV – Lado de 10 kV

SET CANTOGRANDE

Lado de 60 KV

Celda del Transformador N°1 - 60/10 kV

Celda del Transformador N°2 - 60/10 kV

Celda de la Línea 687 de 60 kV (Canto Grande – Jicamarca)

Celda de la Línea 696 de 60 kV (Canto Grande – Sta. Rosa Nueva T Jicamarca)

Lado de 10 KV

Celda del Transformador N°1 - 60/10 kV – Lado 10 kV

Celda del Transformador N°2 - 60/10 kV – Lado 10 kV

Celda de Alimentadores de 10 kV – CG01 a CG08, Incluye:

Sector de Barras de 10 kV

Celda del Transformador de Servicios Auxiliares 10/0.22 kV

Celda del Banco de Condensadores 1 – Pasos 1 y 2.

SET CAUDIVILLA

Lado de 60 KV

Celda del Transformador N°1 - 60/10 kV

Celda de la Línea 625 de 60 kV (Caudivilla – Chavarría)

Celda de la Línea 635 de 60 kV (Caudivilla – Zapallal)

Lado de 10 KV

Celda del Transformador N°1 - 60/10 kV – Lado de 10 kV

Celda de Alimentadores de 10 kV – CV01 a CV08, Incluye:

Sector de Barras de 10 kV

Celda del Transformador de Servicios Auxiliares 10/0.22 kV

SET CHANCAY

Lado de 60 KV

Celda del Transformador N°1 - 60/10 kV

Celda del Transformador N°2 - 60/10 kV

Celda de la Línea 669 de 60 kV (Chancay – Zapallal)

Celda de la Línea 671 de 60 kV (Chancay – Huaral)

Lado de 10 KV

Celda del Transformador N°1 - 60/10 kV – Lado 10 kV

Celda del Transformador N°2 - 60/10 kV – Lado 10 kV

Celda de los Alimentadores de 10 kV – CY01 a CY05, Incluye:

Sistema de Barras de 10 kV

Celda del Transformador de tensión 10/0.11 kV

Celda del Transformador de Servicios Auxiliares 10/0.22 kV

Celda del Banco de Condensadores 1 – Pasos 1 y 2.

SET CHAVARRIA

Lado de 220 KV

Celda del Transformador N°1 – 220/60 kV – Lado de 220 kV

Celda del Transformador N°2 – 220/60 kV – Lado de 220 kV

Celda del Transformador N°3 – 220/60 kV – Lado de 220 kV

Celda de la Línea 2005 (Chavarría – Barsi)

Celda de la Línea 2006 (Chavarría – Barsi)

Lado de 60 KV

Celda del Transformador N°1 – 220/60 kV – Lado de 60 kV

Celda del Transformador N°2 – 220/60 kV – Lado de 60 kV

Celda del Transformador N°3 – 220/60 kV – Lado de 60 kV
Celda del Transformador N°1 - 60/10 kV – Lado de 60 kV
Celda del Transformador N°2 - 60/10 kV – Lado de 60 kV
Celda del Transformador N°3 - 60/10 kV – Lado de 60 kV
Celda de la Línea 617 de 60 kV (Chavarría – Tomas Valle)
Celda de la Línea 618 de 60 kV (Chavarría – Oquendo)
Celda de la Línea 621 de 60 kV (Chavarría – Mirones)
Celda de la Línea 622 de 60 kV (Chavarría – Mirones)
Celda de la Línea 625 de 60 kV (Chavarría – Caudivilla)
Celda de la Línea 636 de 60 kV (Chavarría – Puente Piedra)
Celda de la Línea 697 de 60 kV (Infantas – Chavarría)
Celda de la Línea 698 de 60 kV (Chavarría – Naranjal)
Celda de Acoplamiento de 60 kV. Incluye:
 Sistema de Barras 1 y 2 de 60 kV.
Celda del SVC de 60 kV.

Lado de 10 KV

Celda del Transformador N°1 - 60/10 kV – Lado 10 kV
Celda del Transformador N°2 - 60/10 kV – Lado 10 kV
Celda del Transformador N°3 - 60/10 kV – Lado 10 kV
Celda de Alimentadores de 10 kV – CH01 a CH24
Celda de Acoplamiento 1 y 2 de 10 kV. Incluye:
 Sector de Barras 1,2 y 3 de 10 kV
Celda del Transformador de tensión 10/0.11 kV
Celda del Transformador de Servicios Auxiliares 10/0.22 kV
Celda del Patio del SVC en 4.8 kV

SET HUALMAY

Lado de 66 KV

Celda del Transformador N°1 - 66/10 kV
Celda de la Línea 694 (Huacho – Paramonga N. T Supe)

Lado de 10 KV

Celda del Transformador N°1 - 60/10 kV – Lado de 10 kV
Celda de los Alimentadores de 10 kV – H01 a H09, que incluye:
 Sistema de Barras de 10 kV
Celda de los Transformadores de tensión de 10/0.11 kV
Celda del Transformador de Servicios Auxiliares 10/0.22 kV
Celda del Banco de Condensadores 1 – pasos 1 y 2

SET JICAMARCA

Lado de 60 KV

Celda del Transformador N°1 - 60/10 kV
Celda de la Línea 687 de 60 kV (Jicamarca – Canto Grande)
Celda de la Línea 696 de 60 kV (Jicamarca – Sta. Rosa Nueva)

Lado de 10 KV

Celda del Transformador N°1 - 60/10 kV – Lado 10 kV
Celda del Transformador N°2 - 60/10 kV – Lado 10 kV
Celda de Alimentadores de 10 kV – J01 a J12
Celda de Acoplamiento. Incluye:
 Sector de Barras de 10 kV
Celda del Transformador de Servicios Auxiliares 10/0.22 kV

Celda del Transformador de Tensión 1 y 2 de 10/0.11 kV

SET MARANGA

Lado de 60 KV

Celda del Transformador N°1 - 60/10 kV

Celda del Transformador N°2 - 60/10 kV

Celda de la Línea 616 de 60 kV (Maranga – Barsi)

Celda de la Línea 645 de 60 kV (Maranga – Sta. Marina)

Celda de la Línea 646 de 60 kV (Maranga – Pershing)

Celda de Acoplamiento 1 y 2 de 60 kV. Incluye:

Sectores de Barras 1,2 y 3 de 60 kV

Lado de 10 KV

Celda del Transformador N°1 - 60/10 kV – Lado 10 kV

Celda del Transformador N°2 - 60/10 kV – Lado 10 kV

Celda de Alimentadores de 10 kV – MA01 a MA16

Celda de Acoplamiento 1 y 2 de 10 kV

Sector de Barras 1, 2 y 3 de 10 kV

Celda del Transformador de tensión 10/0.11 kV

Celda del Transformador de Servicios Auxiliares 10/0.22 kV

Celda del Banco de Condensadores 1 – Pasos 1 y 2.

SET LA PAMPILLA

Lado de 60 KV

Celda de la Línea 651 de 60 kV (La Pampilla – Oquendo)

Celda de la Línea 652 de 60 kV (La Pampilla – Oquendo)

Celda de Acoplamiento Longitudinal 60 kV

SET OQUENDO

Lado de 60 KV

Celda del Transformador N°1 – 60/10 kV

Celda de la Línea 618 de 60 kV (Oquendo – Chavarría)

Celda de la Línea 652 de 60 kV (Oquendo – La Pampilla)

Celda de la Línea 699 de 60 kV (Oquendo – Tomas Valle)

Celda de la Línea 704 de 60 kV F/S

Celda de la Línea 705 de 60 kV (Quimipac)

Celda de Acoplamiento de 60 kV. Incluye:

Sistema de Barras 1 y 2 de 60 kV

Lado de 10 KV

Celda del Transformador N°1 - 60/10 kV – Lado 10 kV

Celda de Alimentadores de 10 kV – O01 a O10. Incluye:

Sector de Barras 1 de 10 kV

Celda del Transformador de tensión 10/0.11 kV

Celda del Transformador de Servicios Auxiliares 10/0.22 kV

Celda del Banco de Condensadores 1 – Pasos 1 y 2

SET NARANJAL

Lado de 60 KV

Celda del Transformador N°1 - 60/10 kV

Celda de la Línea 692 de 60 kV (Naranjal – Infantas)

Celda de la Línea 698 de 60 kV (Naranjal – Chavarría)

Celda de Acoplamiento Longitudinal 1 y 2 de 60 kV

Sector de Barras 1 y 2 de 60 kV

Lado de 10 KV

Celda del Transformador N°1 - 60/10 kV – Lado de 10 kV

Celda de Alimentadores de 10 kV – NJ01 a NJ12

Celda de Acoplamiento 1 de 10 kV. Incluye:

Sector de Barras 1 y 2 de 10 kV

Celda de los Transformadores de tensión 1 y 2 de 10 kV

Celda del Transformador de Servicios Auxiliares 10/0.22 kV

SET PANDO

Lado de 60 KV

Celda del Transformador N°1 - 60/10 kV

Celda del Transformador N°2 - 60/10 kV

Celda de la Línea 661 de 60 kV (Barsi – Pando)

Celda de la Línea 662 de 60 kV (Baarsi – Pando)

Celda de Acoplamiento 1 y 2 de 60 kV. Incluye:

Sectores de Barras 1,2 y3 de 60 kV

Lado de 10 KV

Celda del Transformador N°1 - 60/10 kV – Lado 10 kV

Celda del Transformador N°2 - 60/10 kV – Lado 10 kV

Celda de los Alimentadores de 10 kV – PA01 a PA14

Celda de Acoplamiento 1 y 2 de 10 kV. Incluye:

Sector de Barras 1 y 2 de 10 kV

Celda del Transformador de tensión 10/0.11 kV

Celda del Transformador de Servicios Auxiliares 10/0.22 kV

Celda del Banco de Condensadores 1 – Pasos 1 y 2.

SET VENTANILLA

Una Celda 60 kV de llegada de línea.

Una Celda 10 kV de llegada.

Una Celda 10 kV de medición.

Seis Celdas 10 kV de salida

Una Celda 10 kV alimentación de condensadores.

Una Celda 10 kV de SS.AA.

Panel de SS.AA., de mando, señal, regulación, telecontrol, medición y protección.

SET PERSHING

Dos Celdas 60 kV de transformador 60/10 kV.

Una Celda 60 kV de acoplamiento.

Dos Celdas 60 kV de línea.

SET INFANTAS

Dos Celdas 60 kV de línea.

Dos Celdas 60 kV de transformador.

Una Celda 60 kV de acoplamiento.

SET MIRONES

Tres Celdas 10 kV de transformador 60/10 kV.

Una Celda 10 kV de acoplamiento.

Veintiocho Celdas 10 kV de salida.

Dos Celdas 10 kV para Condensadores.

Una Celda 10 kV de Medición.

Una Celda 10 kV de Servicios Auxiliares.

SET SUPE

Una Celda 66 kV de línea.

Una Celda 10 kV de llegada.

Una Celda 10 kV de medición.

Tres Celdas 10 kV de salida

Seis Celdas 10 kV antiguas de salida

Una Celda 10 kV alimentación de condensadores.

Panel de SS.AA

Panel de mando, señal, regulación y protección.

ANEXO 2
FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LAS
SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN

**FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO ANUAL PARA LAS
SUBESTACIONES DE TRANSMISION DE EDELNOR**

ITEM	SET	NIVEL DE TENSION	FRECUENCIA ANUAL
1	ANCON	60	3
		10	2
2	BARSÍ	220	6
		60	3
		10	3
3	CANTO GRANDE	60	3
		10	2
4	CAUDIVILLA	60	2
		10	2
5	CHANCAY	60	2
		10	2
6	CHAVARRIA	220	4
		60	4
		10	2
7	HUALMAY	60	2
		10	2
8	JICAMARCA	60	2
		10	2
9	LA PAMPILLA	60	2
10	MARANGA	60	2
		10	2
11	NARANJAL	60	2
		10	2
12	OQUENDO	60	2
		10	2
13	PANDO	60	2
		10	2

ANEXO 3
FORMATOS DE TRABAJO

Boleta de seguridad.

Charla de 5 minutos.

Reporte de accidente o cuasi-accidente.

Acta de entrega de trabajo.

Reporte de inspección de seguridad.

Programa mensual de mantenimiento.

Análisis de Seguridad en la Tarea (AST).

" SEGURIDAD ANTE TODO "
CAME S.A.
CONTRATISTAS GENERALES

Nº de la Autorizaciónde la

Circuito Nºde.....Kv

Lugar de Trabajo.....

Fecha.....

Nº 015300

Nombre y Firma del Personal
(Firmará antes de iniciar el trabajo)

" SEGURIDAD ANTE TODO "
CAME S.A.
CONTRATISTAS GENERALES

TARJETA DE SEGURIDAD DEL PERSONAL
LEA CUIDADOSAMENTE



Lugar de Trabajo.....Fecha.....

1) Se encuentra SIN TENSION Y CON TIERRA PROVISIONAL, en los extremos por donde puede llegar corriente el:

Circuito Nº deKV

De A

Celda..... Generador

Linea Transformador.....

Cable..... Sistema de Barras Nº

Otros.....

2) Ya ha sido colocado la Tarjeta Colectiva (Cartel) del Sr.....

.....en.....

3) Nº de la Autorización:.....de la

Nº 015300

.....
Jefe, Capataz o Maestro que manda la Cuadrilla
(Firmará antes de iniciar el trabajo)

CUIDADO: Esta Tarjeta no vale, si no se han llenado todos los acápite: 1), 2) y 3)

CHARLA DE SEGURIDAD DE 5 MINUTOS

TEMA: _____

RESPONSABLE : _____ Firma _____

AREA: _____

LUGAR: _____

FECHA: _____ HORA: _____

Informo a usted haber realizado la charla de seguridad de 5 minutos con la participación de _____ trabajadores del área de _____ bajo mi responsabilidad.

PARTICIPANTES.

Nombre: _____ L.E.: _____

Nombre: _____ L.E.: _____

Nombre: _____ L.E.: _____

CAME S.A.

CONTRATISTAS GENERALES

INFORME DE INVESTIGACIÓN DE ACCIDENTES / CUASI ACCIDENTES

Nº	EVALUACIÓN
----	------------

IDENTIFICACION	1.- DEPARTAMENTO		2. SECCION							
	3. LUGAR EXACTO DEL ACCIDENTE / CUASI ACCIDENTE		4. FECHA EN QUE SUCEDIO		5. HORA	6. FECHA QUE INFORMO				
	7. DAÑO A LA PERSONA		8. DAÑO A LA PROPIEDAD		9. DAÑO POTENCIAL					
	a. Nombre del lesionado		a. Daños en:		a. Persona que informo el cuasi-accidente.					
	b. Ocupacion		b. Naturaleza del daño		b. Naturaleza del daño posible.					
	c. Parte lesionada, td. de lesion		c. Costo estimado del daño							
	d. Lo que intervino en el contacto que provoco la lesion		d. Lo que intervino en el contacto que provoco el daño		c. Objeto, equipo o sustancia relacionada.					
	e. Persona con mas control sobre d.		e. Persona con mas control sobre d.		c. Persona con mas control sobre c.					
	10. TESTIGOS - ACTUANTES			11. CLASIFICACION DEL ACCIDENTE						
				Catastrófico <input type="checkbox"/> Mayor <input type="checkbox"/> Serio <input type="checkbox"/> Menor <input type="checkbox"/>						
DESCRIPCION	12. DESCRIBIR CLARAMENTE COMO SUCEDIO EL ACCIDENTE / CUASI ACCIDENTE									
	ANALISIS	Nº	13. CAUSAS INMEDIATAS (Síntomas)		Nº	14. CAUSAS BASICAS (Problemas reales)				
	MEDICIONES	POTENCIALIDAD			15. GRAVEDAD POTENCIAL DE LA PERDIDA			16. PROBABILIDAD DE REPETICION DEL ACONTECIMIENTO		
					Catastrofe <input type="checkbox"/> Mayor <input type="checkbox"/> Serio <input type="checkbox"/> Menor <input type="checkbox"/>			Alta <input type="checkbox"/> Media <input type="checkbox"/> Baja <input type="checkbox"/> Remota <input type="checkbox"/>		
	MEDICIONES	Nº	17. ESPECIFICACION				18	19	20	
							Formulada	En Ejecucion	Ejecutada	
	REVISION Y OPORTUNIDAD	21. Investigado por (Nombre y cargo)		Fecha	Firma	22. Revisado por (Nombre y cargo)		Fecha	Firma	

ACTA DE ENTREGA DE TRABAJO

CLIENTE EDELNOR S.A.A.
MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES DE TRANSMISION
ZONA PANAMERICANA

SERVICIO MANTENIMIENTO DE PORTICO PATIO DE LLAVES 60 KV -
SET HUALLMAY

DESCRIPCIÓN

- Desmontaje de 2 columnas y 4 vigas en Patio de Llaves 60 kV.
- Arenado y pintado con AMERLOCK 400 de las 2 columnas desmontadas.
- Preparación y pintado con AMERLOCK 400 de nueva viga H de 10" x 6 mts. de la Celda de Línea L 694 de 60 kV.
- Desmontaje y montaje de 6 cadenas 60 kV en celda de Línea L 694.
- Colocación de 2 Vientos en columnas de celda de Línea L 694.

FECHA DE EJECUCIÓN 05 de Diciembre de 1999

MONTO S/. 10,500.00 + L.G.V.



Miguel Huayanay S.
Secc. Mant. Set's
Panamericana

.....
REPRESENTANTE
EDELNOR S.A.A.



.....
REPRESENTANTE
CAME S.A.

.....
Ing. Leonardo M. Lama Lima
Coord. General Mant. Set's
Came Contratistas Generales S.A.

LA SEGURIDAD ES SU VIDA



Nº 2465

AVISO PREVENCIÓN DE ACCIDENTES

MARQUE EL QUE CORRESPONDA



CADA VEZ MEJOR



TENGA CUIDADO

DATOS GENERALES

EMPRESA CONTRATISTA

CATE S.A.

- A1 Número personas inspeccionadas durante el trabajo: 02
 A2 Número de personas con ropa de trabajo normalizada durante el trabajo: 02
 A3 Número de personas que usan guantes durante el trabajo: -
 A4 Número de personas que usan careta (anteojo) durante el trabajo: -
 A5 Número de personas que usan casco durante el trabajo: 02-02

DATOS DE LOS TRABAJADORES

	NOMBRES	DEL TIPO DE CAPACITAC. TRABAJADOR	TIEMPO SERVICIO TRABAJ.	FUNCIÓN	TIPO DE AVISO
1	HECTOR DAMASEN GOMEZ		2 años	OPERARIO	
2	FREDDY AROYO YATACO		18 años	OPC. ELECTRICISTA	
3					
4					
5					

Actividad: PREPARACION DE PLATINAS DE COBRE PARA TIERRA EN ESTRUCTURAS

Lugar: SET - CHAVARRIA

Distrito: Fecha: 20-09-2000 Hora: 10:35.

DATOS DEL LECTOR

Sub Gerencia: EXPLOTACION TRANSMISION
 Sección: MAINT. SET - PANAMERICANA
 Unidad:
 Supervisor: CARLOS URBIZABALTEGUI

REGULACIONES Y NORMAS

Reglamento SEHO Ministerio Art':
 Reglamento SEHO Edelnor Art':
 C.N.E. Art':
 AST: Otros:

Estuvo presente el supervisor Si: No:

TIPO DE AVISO

FELICITACION

AVISO

- | | | | |
|---------------------------------------|------------------|---------------|---------------------------|
| E1 Señalización | E6 Herramientas | E11 Fotocheck | E16 Casco |
| E2 No cumple con el procd. de trabaj. | E7 Careta | E12 Desorden | E17 Línea a Tierra |
| E3 Acciones Inseguras | E8 Anteojo | E13 Zapato | E18 Tarjeta de Liberación |
| E4 Condiciones Inseguras | E9 Guante jebe | E14 Pantalón | E19 Tarjeta Personal |
| E5 Cinturon seguridad | E10 Guante cuero | E15 Camisa | |
| E20 Otros | | | |

DESCRIPCION DEL AVISO

TRABAJADORES REALIZAN PREPARACION DE PLATINAS PARA PUESTA A TIERRA EN ESTRUCTURAS DE INTENSIVADORES LINEA Y SECC. SISTEMA 1-11. LADO BOMV. TODO EL SISTEMA CUENTAN CON IMPLEMENTOS DE SEGURIDAD ADECUADOS PARA LA LABORA QUE REALIZAN EL SUPERVISOR ESTA PERMANENTEMENTE OBSERVANDO CUANDO REALIZAN LA COLOCACION DE PLATINAS EN LA ESTRUCTURA.

Firma Inspector Edelnor

Firma de Recibido

Devolver a la Sección Seguridad e Higiene Ocupacional

Nota: En el momento de la entrega de este formulario al personal de la Subgerencia deberá devolver el aviso y firmar el mismo en el momento que acciones se han tomado para controlar la situación o buscar la mejor solución.

- Copias:
 Original: Sub Gerencia
 Rosado: Trabajador
 Celeste: Sección Responsable
 Amarillo: Sección Seguridad e Higiene Ocupacional

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES Y LÍNEAS DE A. T. (NOVIEMBRE - 2000)

Pág. 1 de 3

DIA	SET.	TENSION	CIRCUITO	HORAS		MANTENIMIENTO SOLICITADO POR				
				DE	A	SST	Redes	Busc	Mont	BSEE
MI-01	MIRONES	60 kV.	- Transformador N° 3 de 60/10 kV	09:00	17:00	ZC				
MI-02	STA. ROSA A.	60 kV.	- Transformador N° 1 de 60/10 kV	09:00	17:00	ZC				
	CHAVARRIA	60 kV.	- Sistema de barras 2 de 60 kV	09:00	17:00	ZC				
		60 kV.	- Transformador N° 1 de 60/10 kV - Sistema de barras 1 y 2 de 60 kV (4 hrs. c/u.)	09:00	17:00	ZP				
VI-03	STA. ROSA A.	60 kV.	- Transformador N° 2 de 60/10 kV	09:00	17:00	ZC				
	MIRONES	60 kV.	- Sistema de barras 2 de 60 kV	09:00	17:00	ZC				
		10 kV.	- Fuera de servicio total M-28 (Condensador) - Sistema de barras negro y blanco de 10 kV (4 hrs. c/u.)	09:00	17:00	ZC				
SA-04										
DO-05	CHAVARRIA	60 kV.	- Línea 618 (Chavarría - Oquendo) - Sistema de barras 1 y 2 de 60 kV (2.5 hrs. c/u.)	08:00	17:00	ZP	MR			
	MIRONES	60 kV.	- Línea 621 (Chavarría - Mirones)	08:00	13:00	ZP	MR			
		60 kV.	- Transformador N° 2 de 60/10 kV	08:00	17:00	ZC				M
	PANDO	10 kV.	- Sistema de barras blanco de 10 kV	06:00	15:00	ZC				
		60 kV.	- Línea 661 (Barsi - Pando) - Sector barras 1 de 60 kV - Transformador 1 de 60/10 kV	09:00	17:00	ZC				
	STA. ROSA A.	10 kV.	- Transformador de tensión 1 de 100.11 kV - Fuera de servicio total PA-01 (Condensador)	09:00	17:00	ZC				
		60 kV.	- Solo cable PA-03	09:00	17:00	ZC				
		10 kV.	- Solo cable PA-04	09:00	17:00	ZC				
		60 kV.	- Solo cable PA-06	09:00	17:00	ZC				
		10 kV.	- Solo cable PA-07	09:00	17:00	ZC				
		60 kV.	- Transformador N° 2 de 60/10 kV - Fuera de servicio parcial P-06	06:00	15:00	ZC			Co	M
	10:30	14:30								
LU-06	BARSI	220 kV.	- Línea 2005 (Barsi - Chavarría) - Sistema de barras 1 y 2 de 220 kV (4 hrs. c/u.)	09:00	17:00	ZC				
09:00	17:00									
MA-07	BARSI	220 kV.	- Línea 2006 (Barsi - Chavarría) - Sistema de barras 1 y 2 de 220 kV (4 hrs. c/u.)	09:00	17:00	ZC				
	STA. ROSA A.	60 kV.	- Línea 602 (Santa Rosa A. - Moyopampa)	09:00	17:00	ZC				
		60 kV.	- Sistema de barras 2 de 60 kV	09:00	16:00	ZC				
	ZAPALLAL	60 kV.	- Transformador N° 1 de 60/30 kV	10:00	17:00	ZP				
	ANCON	30 kV.	- Línea 310 (Zapallal - Ancón)	10:00	17:00	ZP				
		30 kV.	- Línea 310 (Ancón - Zapallal) - Transformador N° 1 de 30/10 kV	10:00	15:00	ZP				
10:00	15:00									
MT-08	BARSI	220 kV.	- Línea 2005 (Barsi - Chavarría)	09:00	17:00	ZC				
	STA. ROSA A.	60 kV.	- Transformador de tensión 2 de 60/10 kV	09:00	17:00	ZC				
		60 kV.	- Acoplamiento de 60 kV	09:00	17:00	ZC				
	INFANTAS	60 kV.	- Sistema de barras 2 de 60 kV - Acoplamiento de 60 kV	09:00	17:00	ZC				
08:00	16:00									
JU-09	BARSI	220 kV.	- Línea 2006 (Barsi - Chavarría)	09:00	17:00	ZC				M
	CHAVARRIA	60 kV.	- Transformador N° 2 de 60/10 kV	08:00	16:00	ZP				
	STA. ROSA A.	60 kV.	- Sistema de barras 1 y 2 de 60 kV (4 hrs. c/u. ; - Transformador N° 2 de 60/10 kV	08:00	16:00	ZP				
09:00	17:00									
VI-10	STA. ROSA A.	60 kV.	- Transformador N° 3 de 60/10 kV	09:00	17:00	ZC				
	MIRONES	60 kV.	- Sistema de barras 2 de 60 kV	09:00	17:00	ZC				
		10 kV.	- Fuera de servicio total M-31 (Condensador) - Sistema de barras negro y blanco de 10 kV (4 hrs. c/u.)	08:00	16:00	ZC				
	BARSI	220 kV.	- Línea 2005 (Barsi - Chavarría)	08:00	16:00	ZC				M
09:00	17:00									
SA-11	BARSI	220 kV.	- Línea 2005 (Barsi - Chavarría)	09:00	17:00					M
	STA. ROSA A.	60 kV.	- Transformador N° 3 de 60/10 kV	09:00	16:00					M
DO-12	STA. ROSA A.	10 kV.	- Fuera de servicio parcial P-21 - Solo cable P-13	10:30	14:30				Co	M
	BARSI	220 kV.	- Línea 2005 (Barsi - Chavarría)	08:00	14:00					M
		60 kV.	- Línea 661 (Barsi - Pando)	09:00	18:00					M
	CHAVARRIA	60 kV.	- Línea 662 (Barsi - Pando)	09:00	16:00		MR			M
		60 kV.	- Línea 662 (Barsi - Poste N° 17)	09:00	16:00		MR			M
	TACHA	60 kV.	- Línea 622 (Chavarría - Mirones) - Línea 622 (Chavarría - Torre N° 22)	06:00	08:00		MR			M
		60 kV.	- Línea 622 (Chavarría - Mirones) - Transformador N° 1 de 60/10 kV	09:00	16:00		MR			M
	16:00	18:00								
07:00	16:00			ZC						

DIA	SET.	TENSION	CIRCUITO	HORAS		MANTENIMIENTO				
				DE	A	SET	Redes	Bus	Mont	SSSB
LIJ-11	BARSI STA. ROSA A.	220 kV. 10 kV.	- Línea 2005 (Barsi - Chavarria) - Solo cable P-25	08:00 09:00	17:00 14:00					M H
MA-14	BARSI ZAPALLAL	220 kV. 10 kV.	- Línea 2005 (Barsi - Chavarria) - Solo cable NJ-11	09:00 09:00	18:00 14:00	ZP				H
MI-15	BARSI CHAVARRIA CAUDIVILLA	220 kV. 60 kV. 60 kV.	- Transformador N° 1 de 220/60 kV - Sistema de barras 1 y 2 de 220 kV (4.5 hrs. c/u) - Línea 625 (Chavarria - Caudivilla) - Sistema de barras 2 de 60 kV - Línea 625 (Caudivilla - Chavarria)	08:00 08:00 08:00 08:00 08:00	17:00 17:00 16:00 13:00 13:00	ZC ZC ZP ZP ZP	MR			
JU-16	BARSI CAUDIVILLA	220 kV. 60 kV.	- Transformador N° 3 de 220/60 kV - Sistema de barras 1 y 2 de 220 kV (4.5 hrs. c/u) - Línea 635 (Caudivilla - Zapallal) - Acoplamiento longitudinal de 60 kV	08:00 08:00 08:00	17:00 17:00 16:00	ZC ZC ZP	MR			
VI-17	STA. ROSA N. BARSI	220 kV. 220 kV.	- Transformador N° 4 de 60/10 kV - Sistema de barras 2 de 60 kV - Transformador N° 1 de 220/60 kV	09:00 09:00 08:00	17:00 17:00 17:00	ZC ZC ZC				M
SA-18										
DI-19	PANDO BARSI TACHA STA. ROSA A. CHAVARRIA	60 kV. 10 kV. 60 kV. 60 kV. 10 kV. 220 kV. 60 kV.	- Línea 662 (Barsi - Pando) - Sector barras 2 de 60 kV - Sector barras 3 de 60 kV - Transformador 2 de 60/10 kV - Transformador de tensión 2 de 100.11 kV - Fuera de servicio total PA-08 (Condensador) - Solo cable PA-09 - Solo cable PA-10 - Solo cable PA-11 - Solo cable PA-12 - Solo cable PA-14 - Transformador N° 2 de 60/10 kV - Transformador N° 1 da 60/10 kV - Solo cable P-06 - Transformador N° 1 de 220/60 kV - Línea 622 (Chavarria - Mirones) - Línea 617 (Chavarria - Tomas Valle)	09:00 09:00 09:00 09:00 09:00 09:00 09:00 09:00 09:00 09:00 08:00 08:00 08:00 08:00 08:00 08:00 08:00	17:00 17:00 17:00 17:00 17:00 17:00 17:00 17:00 17:00 17:00 17:00 13:00 16:00 14:00 15:00 17:00 16:00	ZC ZC ZC ZC ZC ZC ZC ZC ZC ZC ZC ZC ZC ZC ZP ZC MR MR				H
LU-20	BARSI	220 kV.	- Transformador N° 3 de 220/60 kV	08:00	17:00	ZC				
MA-21	BARSI ZAPALLAL	220 kV. 60 kV.	- Acoplamiento de 220 kV - Sistema de barras 1 y 2 de 220 kV (4.5 hrs. c/u) - Línea 670 (Zapallal - Huaral T Ancón) - Sistema de barras 1 y 2 de 60 kV (4.5 hrs. c/u)	08:00 08:00 08:00 08:00	17:00 17:00 17:00 17:00	ZC ZC ZP ZP	MR			
MI-22	BARSI HUARAL CHANCAY	220 kV. 60 kV. 60 kV.	- Transformador N° 2 de 220/60 kV - Sistema de barras 1 y 2 de 220 kV (4.5 hrs. c/u) - Línea 671 (Huaral - Chancay) - Sector barras 2 de 60 kV - Línea 671 (Chancay - Huaral)	08:00 08:00 08:00 08:00 08:00	17:00 17:00 17:00 17:00 17:00	ZC ZC ZP ZP ZP	MR			
JU-23	MARANGA LA PAMPILLA BARSI	60 kV. 60 kV. 220 kV.	- Línea 645 (Maranga - Santa Marina) - Línea 651 (Zapallal - La Pampilla) - Acoplamiento de 220 kV	09:00 10:00 08:00	17:00 14:00 17:00	ZC ZP ZC				
VI-24	ZAPALLAL	60 kV.	- Línea 669 (Zapallal - Chancay)	09:00	17:00		MR			
SA-25										
DO-26	CHAVARRIA PANDO STA. ROSA A.	220 kV. 60 kV. 60 kV. 10 kV.	- Transformador N° 3 de 220/60 kV - Sistema de barras 2 de 220 kV - Compensador Estático de 60 kV - Seccionador longitudinal 1 de 60 kV - Acoplamiento 1 de 10 kV - Fuera de servicio total PA-01 (Condensador) - Fuera de servicio total PA-02 - Solo cable PA-03 - Solo cable PA-04 - Fuera de servicio total PA-05 - Solo cable PA-06 - Solo cable PA-07 - Fuera de servicio total PA-08 (Condensador) - Solo cable PA-09 - Solo cable PA-10 - Solo cable PA-11 - Fuera de servicio total PA-12 - Fuera de servicio total PA-13 - Fuera de servicio total PA-14 - Fuera de servicio total P-18	07:00 07:00 08:00 09:00 09:00 09:00 09:00 09:00 09:00 09:00 09:00 09:00 09:00 09:00 09:00 09:00 09:00 09:00 09:00 09:00 10:00	15:00 15:00 17:00 13:00 13:00 13:00 13:00 13:00 13:00 13:00 13:00 13:00 13:00 13:00 13:00 13:00 13:00 13:00 13:00 13:00 14:00	ZP ZP ZP ZC ZC ZC ZC ZC ZC ZC ZC ZC ZC ZC ZC ZC ZC ZC ZC ZC ZC				Co

DIA	SET.	TENSION	CIRCUITO	HORAS		MANTENIMIENTO SOLICITADO POR			
				DE:	A:	SET	Redes	Doc	Mont
14-11-27	BARSI TACNA	<u>60 kV.</u> <u>10 kV.</u>	- Línea 616 (Barsi - Pershing) - Fuera de servicio total T-29 (Condensador)	09:00 12:00	16:00 18:00	ZC	MR		
MA-28	HUARAL PERSHING TACNA	<u>60 kV.</u> <u>60 kV.</u> <u>10 kV.</u>	- Línea 670 (Huaral - Zapallal T Ancón) - Línea 646 (Pershing - Maranga) - Fuera de servicio total T-30 (Condensador)	09:00 09:00 12:00	17:00 16:00 18:00	ZC	MR MR		
MI-29	ZAPALLAL CTO. GRANDE	<u>60 kV.</u> <u>10 kV.</u>	- Línea 670 (Zapallal - Huaral T Ancón) - Sistema de barras 1 y 2 de 60 kV (4 hrs. c/u.) - Fuera de servicio total CG-07 (Condensador)	09:00 09:00 12:00	17:00 17:00 18:00	ZP ZP ZC			
JU-30	LA PAMPILLA	<u>60 kV.</u>	- Línea 652 (La Pampilla - Oquendo)	08:30	17:00	ZP	MR		

NOTA: Las horas programadas incluyen los tiempos de operación.

DESCRIPCION:

- ZC : Mantenimiento SETs. Colonial
- ZP : Mantenimiento SETs. Panamericana
- MR : Mantenimiento Redes.
- Co : Sección Técnica Colonial
- Pr : Sección Técnica Precursores
- Pa : Sección Técnica Panamericana
- M : Montaje de SSEE y Líneas.

ELABORADO: O. Sánchez G.

REVISADO : F. Fernández V.

ARCHIVO: NOVIEMBRE.XLS

AST-012 CAMBIO DE TRANSFORMADOR

ANALISIS DEL TRABAJO Y EXPOSICIONES A PERDIDAS			PROCEDIMIENTO STANDARD DEL TRABAJO	
ETAPAS DEL TRABAJO	RIESGOS POTENCIALES	ELEMENTOS DE PROTECCIÓN	PROCEDIMIENTO DE TRABAJO SEGURO (Actos y Condiciones Seguras)	CONTROLES Y RECOMENDACIONES
Preparación y transporte del personal	<ul style="list-style-type: none"> Traumatismos. 	<ul style="list-style-type: none"> Cinturón de seguridad del vehiculo 	<ol style="list-style-type: none"> Preparar la totalidad de los materiales y equipos a utilizar. Verificar que el personal cuente con todos los elementos de seguridad necesarios para esta actividad y en perfectas condiciones Todo el personal será transportado en asientos, estando prohibido viajar parado o sentado en la tolva. . 	<ul style="list-style-type: none"> Probar todos los equipos antes de ser utilizados, para asegurar su eficacia. Transportar el transformador nuevo con un camión grúa de capacidad acorde al peso del transformador. Levantar el transformador solo de las orejas de izaje.

ANÁLISIS DEL TRABAJO Y EXPOSICIONES A PERDIDAS			PROCEDIMIENTO STANDARD DEL TRABAJO	
ETAPAS DEL TRABAJO	RIESGOS POTENCIALES	ELEMENTOS DE PROTECCIÓN	PROCEDIMIENTO DE TRABAJO SEGURO (Actos y Condiciones Seguras)	CONTROLES Y RECOMENDACIONES
Identificación	<ul style="list-style-type: none"> • Electrocción • Quemaduras eléctricas. • Traumatismos. • Daños a terceros. • Daños a la red y los equipos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Casco dieléctrico. • Calzado con planta aislante. • Guantes dieléctricos para MT. • Guantes de cuero. • Revelador de tensión. • Bastón de maniobras. • Banco de maniobras. 	<ol style="list-style-type: none"> 4. Ubicar en el esquema eléctrico de MT, el lugar posible donde se encuentra el transformador defectuoso. 5. Identificar el transformador defectuoso dentro de la SE. 	<ul style="list-style-type: none"> • Encender el alumbrado interno al ingresar a la SED, llevar una linterna.
Señalización	<ul style="list-style-type: none"> • Daños a terceros 	<ul style="list-style-type: none"> • Cinta de señalización con soportes 	<ol style="list-style-type: none"> 6. Definir el espacio de la zona de trabajo para señalizarla y dentro de ella colocar todos los materiales, maquinarias, herramientas y equipos 	<ul style="list-style-type: none"> • Cumplir con lo establecido en el Reglamento de Tránsito Vehicular.
Coordinación	<ul style="list-style-type: none"> • Electrocción y/o quemaduras eléctricas. • Traumatismos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Casco dieléctrico. • Calzado con planta aislante. • Guantes dieléctricos para MT. • Guantes de cuero. 	<ol style="list-style-type: none"> 7. Comunicar y coordinar con Centro de Operaciones el inicio de los trabajos 8. El responsable de los trabajos deberá emitir las boletas de seguridad a todo el personal a su cargo que va a realizar la actividad. 9. Verificar el nivel de resistencia de los pozos a tierra. 	<ul style="list-style-type: none"> • Descartar la existencia de diferencia de potencial de la red contra tierra.

ANÁLISIS DEL TRABAJO Y EXPOSICIONES A PERDIDAS			PROCEDIMIENTO STANDARD DEL TRABAJO	
ETAPAS DEL TRABAJO	RIESGOS POTENCIALES	ELEMENTOS DE PROTECCIÓN	PROCEDIMIENTO DE TRABAJO SEGURO (Actos y Condiciones Seguras)	CONTROLES Y RECOMENDACIONES
Ejecución del trabajo	<ul style="list-style-type: none"> • Electrocutión y/o quemaduras eléctricas. • Traumatismos. • Proyección de partículas. • Cortes. • Golpes por y contra objetos. • Caldas. • Mutilaciones. 	<ul style="list-style-type: none"> • Casco dieléctrico. • Careta • Calzado con planta aislante. • Guantes dieléctricos para MT. • Guantes de cuero. • Protector facial. • Revelador de tensión. 	<ol style="list-style-type: none"> 10. Desconectar todas las cargas conectadas en BT. 11. Aperturar los seccionadores primarios del transformador de potencia, teniendo puesta la careta. 12. Revisar los bornes y el tanque de aceite. 13. Verificar que no haya retorno e instalar línea de tierra. 14. Retirar el transformador defectuoso y trasladarlo desde la celda hasta la puerta de la subestación. 15. Levantar el transformador defectuoso hasta el camión plataforma, utilizando la grúa. 16. Bajar el nuevo transformador hasta la puerta de la subestación, utilizando la grúa. 17. Trasladar el transformador hasta la celda e instalarlo. 18. Efectuar pruebas dieléctricas al nuevo transformador 19. Cerrar los seccionadores primarios del transformador. 20. Conectar una a una todas las cargas en BT. 21. Para subir y bajar del poste se usará escalera. 	<ul style="list-style-type: none"> • Los seccionadores primarios no deben ser aperturados hasta tener plena seguridad que se ha descargado totalmente la baja tensión del transformador. • Considerar la posibilidad de corriente circulatoria en MT en transformadores conectados en paralelo, en estos casos utilizar la pértiga acoplada al Load Buster al maniobrar los seccionadores primarios. • Transportar el transformador nuevo con un camión grúa de capacidad acorde al peso del transformador. • Levantar el transformador solo de las orejas de izaje.
Culminación	<ul style="list-style-type: none"> • Electrocutión y/o quemaduras eléctricas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Casco. • Calzado con planta aislante. 	<ol style="list-style-type: none"> 22. El responsable de este trabajo deberá recabar las boletas de seguridad de todo el personal a su cargo, para verificar que han culminado su trabajo y retirado del circuito. 23. Comunicar a Centro de Operaciones la culminación de los trabajos 	

ANALISIS DEL TRABAJO Y EXPOSICIONES A PERDIDAS			PROCEDIMIENTO STANDARD DEL TRABAJO	
ETAPAS DEL TRABAJO	RIESGOS POTENCIALES	ELEMENTOS DE PROTECCIÓN	PROCEDIMIENTO DE TRABAJO SEGURO (Actos y Condiciones Seguras)	CONTROLES Y RECOMENDACIONES
Retiro	<ul style="list-style-type: none"> Traumatismos. Daños a terceros. Robo de las instalaciones por terceros. 	<ul style="list-style-type: none"> Casco. Calzado con planta aislante. Guantes de cuero. 	24. Retirar las señalizaciones que ya no sean necesarias en la zona de trabajo. 25. Recoger los equipos y herramientas empleadas en el trabajo, verificando su operatividad para una próxima utilización. 26. Ordenar la zona de trabajo, dejándola libre de restos de materiales y/o elementos extraños. 27. Asegurar el cerrado de los dispositivos de seguridad contra accesos (candados, puertas, etc.) donde corresponda.	<ul style="list-style-type: none"> Reportar los equipos y/o herramientas que hayan sufrido desperfectos, para su inmediata reparación.

OBSERVACIONES:

- No se debe alterar el orden de los pasos estipulados y ante cualquier duda que se presente durante el trabajo, se deberá consultar a la supervisión.
- La ropa de trabajo consta de zapato, camisa y pantalón (según Normas de EDELNOR), y se deberá utilizar permanentemente durante el horario de trabajo.
- SUSPENDER TODA MANIOBRA SI SE PRESENTARA CUALQUIER CASO DE DUDA O ANOMALÍA, HASTA QUE SEA RESUELTA**

	REVISADO POR: <i>Sección Seguridad e Higiene Ocupacional</i> Ing. Andrés Ciudad Campos.
--	--

APROBADO POR: Gerente:				
Subgerentes:				
Jefes de Sección: SUB GERENTE EDELNOR S.A. ING. JULIO ANTUNEZ L. SEC. TECNICA SUC. PANAMERICANA				
Jefes de Sección: ING. EDUARDO VITERI L.				

Nota.- Esta AST debe estar aprobada por el gerente, sub-gerentes, revisada por jefe Seguridad e Higiene Ocupacional, elaborada por el jefe de sección y firmada por todo el personal que ejecuta esta actividad (personal de EDELNOR y Contratista).

ANEXO 4
PRECIOS UNITARIOS DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO

**ACTIVIDADES GENERALES DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE EQUIPOS INSTALADOS EN
SUBESTACIONES DE TRANSMISION - EDELNOR AÑO 2000**

ITEM	ACTIVIDADES	UNIDADES	CELDA S 220 kV - S/	CELDA S 60 kV - S/	CELDA S 10 kV - S/
1	MANTENIMIENTO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA				
1.1	Limpieza del transformador de potencia	Unid.	235.29	215.71	17.27
1.2	Limpieza de aisladores bushings AT, MT y terciarios de transformadores de	Unid.	9.26	5.24	
1.3	Limpieza de ventiladores de los transformador de potencia.	Unid.	19.81	22.79	
1.4	Limpieza de cables de comunicación de 10 kV del transformador de	Unid.		13.91	
1.5	Repintado de partes oxidadas del transformador de potencia	m ²	25.42	22.79	
2	MANTENIMIENTO DEL INTERRUPTOR DE POTENCIA		289.77	280.44	17.27
2.1	Limpieza del interruptor de potencia completo	Unid.	66.77	44.36	16.00
2.2	Aplicación de pasta silicón a aisladores soporte del interruptor de potencia	Unid.		12.00	8.00
2.3	Retiro de pasta silicón de aisladores soporte del interruptor de potencia	Unid.		12.00	8.00
2.4	Cambio de pasta silicón de los aisladores soporte del interruptor de	Unid.		34.18	16.00
2.5	Aplicación de grasa grafitada o similar a bornes de conexión del Interruptor	Glob.	3.23	5.88	2.09
2.6	Lubricación y/o engrasado de partes móviles del interruptor de potencia	Glob.	5.16	8.82	2.09
2.7	Cambio de sal deshumedecedora en interruptor de potencia	Glob.		17.27	
2.8	Limpieza estructura-soporte del interruptor de potencia	Glob.	42.21	17.64	8.82
2.9	Pruebas de operatividad del interruptor de potencia	Glob.	3.65	8.00	2.49
2,10	Repintado de partes oxidadas del interruptor de potencia	m ²	19.81	22.79	17.09
3	MANTENIMIENTO DEL SECCIONADOR		140.83	182.95	80.59
3.1	Limpieza del seccionador tripolar completo	Unid.	45.78	16.00	8.00
3.2	Aplicación de pasta silicón a aisladores soporte de cuchillas del seccionador	Unid.		12.80	4.80
3.3	Retiro de pasta silicón de aisladores soporte de cuchillas del seccionador	Unid.		12.80	4.80
3.4	Cambio de pasta silicón de aisladores soporte de cuchillas del seccionador	Unid.		24.00	9.60
3.5	Aplicación de grasa grafitada o similar a los bornes de conexión del	Glob.	6.45	5.88	3.35
3.6	Lubricación y/o engrasado partes móviles del seccionador tripolar	Glob.	6.45	5.88	3.35
3.7	Limpieza estructura-soporte del seccionador tripolar	Glob.	42.21	11.76	8.23
3.8	Pruebas de operatividad del seccionador tripolar	Glob.	3.65	2.49	2.49
3.9	Repintado de partes oxidadas del seccionador tripolar	m ²	19.81	22.79	17.09
4	MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE MEDIDA		124.36	114.41	61.71
4.1	Limpieza de transformador medida combinado	Unid.	27.77	12.00	
4.2	Aplicación de pasta silicón al aislador del transformador de medida	Unid.		16.00	
4.3	Retiro de pasta silicón del aislador del transformador de medida combinado	Unid.		16.00	
4.4	Cambio de pasta silicón del aislador del transformador de medida	Unid.		24.00	
4.5	Medición del aislamiento de las bobinas del transformador de medida	Unid.		3.73	
4.6	Repintado de partes oxidadas de los transformadores de medida combinado	m ²	18.52	22.79	
4.7	Limpieza de transformador de medida de tensión	Unid.	18.52	12.00	11.76
4.8	Medición del aislamiento de las bobinas del transformador de medida de	Unid.		0.00	9.36
4.9	Repintado de zonas oxidadas de los transformadores de medida de tensión	m ²	9.90	22.79	0.00
4,10	Limpieza del transformador de medida de corriente	Unid.	18.52	12.00	11.76
4.11	Medición del nivel de aislamiento de las bobinas del transformador de	Unid.		0.00	9.36
4.12	Repintado de partes oxidadas de los transformadores de medida de corriente	m ²	19.81	22.79	0.00
4.13	Limpieza de transformador de medida de corriente tipo pasamuro	Unid.	9.26	8.00	11.76
4.14	Aplicación de pasta silicón al aislador del transformador de medida de	Unid.		19.39	12.00
4.15	Retiro de pasta silicón del aislador del transformador de medida de corriente	Unid.		19.39	12.00
4.16	Cambio de pasta silicón del aislador del transformador de medida de	Unid.		29.09	16.00
4.17	Repintado de partes oxidadas de los transformadores de medida de	m ²	19.81	22.79	0.00
4.18	Limpieza estructura-soporte del transformador de medida: combinado,	Glob.	42.21	17.64	11.76
5	MANTENIMIENTO DE OTROS EQUIPOS		184.30	280.42	105.77
5.1	Limpieza del equipo trampa de onda	Unid.	18.52		
5.2	Limpieza de pararrayos	Unid.	13.89	12.00	5.88
5.3	Limpieza de terminales de cables de 10 kV	Unid.		11.76	11.76
5.4	Cambio o relleno de masa aislante en terminales de cables de 10 kV	Unid.		0.00	0.00
5.5	Cambio de terminal de cable de 10 kV	Unid.		219.16	219.16
5.6	Limpieza de condensadores	Unid.			16.00
6	MANTENIMIENTO DE AISLADORES		32.40	242.92	252.81
6.1	Limpieza de cadenas aisladores.	Unid.	18.52	12.00	
6.2	Limpieza de aisladores pasamuros	Unid.		12.00	8.00
6.3	Aplicación de pasta de silicón en cadena de aisladores o pasamuros	Unid.	27.77	16.00	11.20

**ACTIVIDADES GENERALES DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE EQUIPOS INSTALADOS EN
SUBESTACIONES DE TRANSMISION - EDELNOR AÑO 2000**

ITEM	ACTIVIDADES	UNIDADES	CELDA S 220 kV - S/	CELDA S 60 kV - S/	CELDA S 10 kV - S/
6.4	Retiro de pasta de silicón de cadena de aisladores o pasamuros	Unid.	27.77	16.00	11.20
6.5	Cambio de pasta de silicón de cadena de aisladores o pasamuros	Unid.	46.29	24.00	16.00
6.6	Aplicación de barniz en aisladores soportes rígidos de 10 y/o 60 kV	Unid.		8.00	8.00
6.7	Limpieza de terminales de cables de 60 y/o 220 kV	Unid.	18.52	13.91	
6.8	Aplicación de pasta de silicón en terminales de cables de 60 y/o 220 kV	Unid.		16.00	
6.9	Retiro de pasta de silicón de terminales de cables de 60 y/o 220 kV	Unid.		16.00	
6.10	Cambio de pasta de silicón de terminales de cables de 60 y/o 220 kV	Unid.		24.00	
6.11	Limpieza de aislador portabarras tipo interior de 10 y/o 60 kV	Unid.		8.00	4.96
6.12	Aplicación de pasta de silicón en aislador portabarras tipo interior de 10 y/o 60 kV	Unid.		12.80	7.20
6.13	Retiro de pasta de silicón de aislador portabarras tipo interior de 10 y/o 60 kV	Unid.		12.80	7.20
6.14	Cambio de pasta de silicón en aislador portabarras tipo interior de 10 y/o 60 kV	Unid.		19.20	10.40
7	MANTENIMIENTO DE LA CELDA		138.86	210.74	84.17
7.1	Limpieza interna de celda	Glob.	14.20	13.91	17.64
7.2	Limpieza externa de celda	Glob.	14.20	13.91	17.64
7.3	Repintado de partes oxidadas en estructura soporte de equipos	m ²	19.81	22.79	17.09
7.4	Repintado de partes oxidadas en las superestructuras de las SET's	m ²	50.83	34.18	
7.5	Limpieza de pasarelas de las superestructuras de patio de llaves 220 kV	Glob.	25.42		
7.6	Suministro y reemplazo de piedras chancadas manchadas con aceite.	m ²	7.10	5.88	
7.7	Suministro y reemplazo de tierra manchada con aceite.	m ²	7.10	5.88	
7.8	Limpieza de ducto del cable de Comunicación 10kV.	Glob.		5.88	18.55
7.9	Limpieza de ductos de cables de control B.T.	Glob.	26.71	5.88	18.55
7.10	Limpieza de ductos extractores de aire caliente de celda de transformador	Glob.		18.55	
7.11	Limpieza de los extractores de aire caliente de celda de transformadores de potencia	Unid.		22.79	
7.12	Limpieza y repintado de malla protectora de ductos extractores de aire caliente de celda de transformador de potencia 60/10 kV	Unid.		17.64	
7.13	Limpieza externa de armarios de control, paneles y columnas de mando con	Glob.	25.42	8.82	8.82
7.14	Limpieza interna de armarios de control, paneles y columnas de mando	Glob.	25.42	8.82	8.82
7.15	Aplicación de alquitrán a toda la ferretería	Glob.	143.52	88.72	59.14
8	MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN		359.72	273.65	166.26
8.1	Limpieza de sótanos, zonas 10 y/o 60 kV	Glob.		50.66	50.66
8.2	Limpieza de ventanas en sala 10 y/o 60 kV	Glob.		50.66	50.66
8.3	Pintado de paredes	m ²			
9	MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE COMPENSACIÓN DE ENERGIA		0.00	101.33	101.33
9.1	Limpieza de reactores del SVC	Glob.			109.07
9.2	Limpieza de condensadores del SVC	Glob.			54.54
9.3	Limpieza del sistema de barras 4,86 kV del SVC	Glob.			24.00
9.4	Repintado del sistema de barras 4,86 kV del SVC	Glob.			22.79
9.5	Limpieza del cerco perimétrico del SVC	m ²			7.42
9.6	Repintado del cerco perimétrico del SVC	m ²			15.95
9.7	Revisión, mantenimiento y ajuste del sistema de puesta a tierra del SVC	Glob.			11.39
			0.00	0.00	245.16

ANEXO 5
RECURSOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS UNITARIOS
EN TRABAJOS DE MANTENIMIENTO

Mantenimiento Preventivo

Banco de Transformadores Monofásicos de Potencia 220/60 kV – 3 x 25 MVA

Personal : 1 Técnico Electricista + 6 Operarios + 3 Ayudantes

Tiempo : 5 horas

Material:

Solvente Dieléctrico	Gln	0.20
Jabón Líquido	Gln	8.00
Tocuyo 0.5 x 1.5	Pza	6.00
Trapo Industrial	kg	15.00
Desengrasante	Gln	0.50

Herramientas:

Escalera de madera de 16 Pasos	U	3
Escalera de Tijera de 8 pasos	U	3
Escobilla de mano	U	6
Escobilla tipo Erizo	U	3
Baldes Grandes	U	3
Baldes Chicos	U	3
Maleta de herramientas	U	1

Interruptor Tripolar de Potencia 220 kV

Personal : 1 Técnico Electricista + 3 Operarios + 1 Ayudante

Tiempo : 2.5 horas

Material:

Solvente Dieléctrico	Gln	0.30
Jabón Líquido	Gln	2.00
Tocuyo 0.5 x 1.5	Pza	4.00
Trapo Industrial	kg	3.00
Desengrasante	Gln	0.20

Herramientas:

Escalera Telescópica	U	3
Escalera de Tijera de 8 pasos	U	1
Escobilla de mano	U	4
Baldes Grandes	U	1
Baldes Chicos	U	3
Maleta de herramientas	U	1

Seccionador Tripolar 220 kV

Personal : 1 Técnico Electricista + 3 Operarios + 1 Ayudante

Tiempo : 2.5 horas

Material:

Solvente Dieléctrico	Gln	0.30
Jabón Líquido	Gln	2.00
Tocuyo 0.5 x 1.5	Pza	4.00

Trapo Industrial	kg	3.00
Vaselina Dieléctrica	kg	0.05
Grasa Amarilla	kg	0.20
Aceite 3 en 1	lt	0.10
Gasolina	Gln	0.25
Desengrasante	Gln	0.25

Herramientas:

Escalera de Madera de 12 pasos	U	3
Escalera de Tijera de 8 pasos	U	1
Escobilla de mano	U	4
Baldes Grandes	U	1
Baldes Chicos	U	1
Maleta de herramientas	U	1

Transformador Unipolar de Medida 220 kV

Personal : 0.3 Técnico Electricista + 1 Operario

Tiempo : 1.50 horas

Material:

Solvente Dieléctrico	Gln	0.10
Jabón Líquido	Gln	0.50
Tocuyo 0.5 x 1.5	Pza	1.50
Trapo Industrial	kg	1.00
Desengrasante	Gln	0.10

Herramientas:

Escalera Telescópica	U	1
Escobilla de mano	U	1
Baldes Chicos	U	1
Maleta de herramientas	U	1

Pararrayos de 220 kV

Personal : 1 Operario

Tiempo : 1.25 horas

Material:

Solvente Dieléctrico	Gln	0.10
Jabón Líquido	Gln	0.50
Tocuyo 0.5 x 1.5	Pza	1.50
Trapo Industrial	kg	1.00

Herramientas:

Escalera Telescópica	U	1
Escobilla de mano	U	1
Baldes Chicos	U	1
Maleta de herramientas	U	1

Transformador de Potencia 60/10 kV

Personal : 1 Técnico Electricista + 3 Operarios + 1 Ayudante
Tiempo : 5 horas
Material:

Solvente Dieléctrico	Gln	0.15
Jabón Líquido	Gln	4.00
Tocuyo 0.5 x 1.5	Pza	3.00
Trapo Industrial	kg	5.00
Desengrasante	Gln	0.50

Herramientas:

Escalera de madera de 16 Pasos	U	1
Escalera de Tijera de 8 pasos	U	1
Escobilla de mano	U	4
Escobilla tipo Erizo	U	2
Baldes Grandes	U	1
Baldes Chicos	U	3
Maleta de herramientas	U	1

Interruptor de Potencia 60 kV

Personal : 1 Técnico Electricista + 2 Operario + 1 Ayudante
Tiempo : 1 hora
Material:

Solvente Dieléctrico	Gln	0.20
Jabón Líquido	Gln	1.50
Tocuyo 0.5 x 1.5	Pza	3.00
Trapo Industrial	kg	2.00
Desengrasante	Gln	0.40

Herramientas:

Escalera de madera de 12 pasos	U	1.00
Escobilla de mano	U	3.00
Grasa Amarilla	kg	0.10
Baldes Chicos	U	1.00
Maleta de herramientas	U	1.00

Seccionador Tripolar de 60 kV

Personal : 1 Técnico Electricista + 2 Operarios
Tiempo : 2 horas
Material:

Solvente Dieléctrico	Gln	0.20
Jabón Líquido	Gln	1.50
Tocuyo 0.5 x 1.5	Pza	3.00
Trapo Industrial	kg	3.00
Desengrasante	Gln	0.25

Herramientas:

Escalera de madera de 12 pasos	U	1.00
Escobilla de mano	U	2.00
Grasa Amarilla	kg	0.15

Baldes Chicos	U	1.00
Maleta de herramientas	U	1.00

Mantenimiento Correctivo

Cambio de Interruptor Tripolar de 60 kV

Personal : 1 Supervisor +1 Técnico Electricista + 3 Operarios + 2 Ayudantes

Tiempo : 6 horas

Material:

Solvente Dieléctrico	Gln	0.20
Tocuyo 0.5 x 1.5	Pza	6.00
Pasta Conductora	kg	0.05
Grasa Grafitada	kg	0.01
Trapo Industrial	kg	2.00

Herramientas:

Escalera de madera de 16 Pasos	U	2
Torquímetro	U	2
Sogas de 10 mts	U	3
Grua de 4 TN	U	1
Maleta de herramientas	U	1

Cambio de Seccionador Tripolar de 60 kV

Personal : 1 Supervisor +1 Técnico Electricista +3 Operarios +1 Ayudante

Tiempo : 8 horas

Material:

Solvente Dieléctrico	Gln	0.20
Pasta Conductora	kg	0.05
Tocuyo 0.5 x 1.5	Pza	6.00
Grasa Amarilla	kg	0.25
Aceite 3 en 1	lt	0.01
Vaselina Dieléctrica	kg	0.05
Líquido Aflojatodo	lt	0.10
Trapo Industrial	kg	2.00

Herramientas:

Escalera de Tijera de 8 Pasos	U	1
Torquímetro	U	2
Sogas de 10 mts	U	3
Andamios	Cuerpos	2 (Seccionad. Aéreo)
Maleta de herramientas	U	1

ANEXO 6
ESPECIFICACIONES TECNICAS DE IMPLEMENTOS DE SEGURIDAD

TRABAJADOR CONTRATISTA CON LOS ELEMENTOS BASICOS PROTECCION PERSONAL



- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8

1. Casco
2. Careta
3. Camisa
4. Fotocheck
5. Cinturón de Seguridad
6. Guantes Dieléctricos
7. Pantalón

VISTA POSTERIOR DE TRABAJADOR CON LOS ELEMENTOS BASICOS DE PROTECCION PERSONAL



EDELNOR

DIVISIÓN RR.HH. Y SERVICIOS

PREVENCIÓN DE RIESGOS

MATERIAL

**ANTEOJO
CONTRA IMPACTOS**

UG/ ISP - 010

FECHA: Octubre/Nov. 97

MATRICULA:

ESPECIFICACIONES DEL MATERIAL**OBJETIVOS:**

- A) Establecer las especificaciones técnicas que debe cumplir el anteojo que usa el trabajador que labora en ambiente con riesgo de impactos de partículas en el ojo.
- B) Orientar al contratista en la adquisición de los anteojos.

MATERIAL:

- La montura y la protección lateral será de material sintético y que no produzca irritación a la piel.
- La luna será de policarbonato o lexan-policarbonato con tratamiento antiralladura y puede ser de vidrio endurecido de alta resistencia que al romperse no produzcan astillas.
- El conjunto debe ser liviano y resistente al impacto.
- Resistente al calor, de baja y lenta combustibilidad.

CARACTERÍSTICAS DEL ANTEOJO

- La montura tipo universal.
- La patilla reforzada, ajustable, anatómica y liviana.
- Al limpiarse con desinfectante no debe alterar su visibilidad.
- La luna debe estar bien afianzada.
- El puente debe cumplir con las longitudes establecidas en las normas (de 48 a 54 mm.).
- En caso de tener vidrio endurecido, este será de alta resistencia y con grado óptico TIPO 1, ambas superficies pulidas, libres de defectos que mermen sus cualidades.
- Ángulo de visión no menor a 105°.

EFECTO ÓPTICO :

Los cristales tendrán un efecto prismático no mayor de 1/16 de dioptría y un poder de refracción no superior a $\pm 1/16$ de dioptría.

ENSAYOS Y PRUEBAS

Resistencia plana, resistencia transversal, impacto a los cristales, impacto del conjunto, del avance de la flama, resistencia a la corrosión, absorción de agua y desinfección

ENVASE Y ROTULADO :

- El envase debe proteger a las gafas y evitar ralladuras de las lunas.
- Debe rotularse indicando: Marca del fabricante, N° de Sombra, diámetro, tamaño y longitud total.

GARANTÍA :

El fabricante debe garantizar por escrito la calidad y propiedades del lente contra impacto.

NORMAS :

Norma TÉCNICA NACIONAL (ITINTEC 399.046), ANSI 287.1, ISO 9002 (CALIDAD).

CERTIFICADO DE CALIDAD:

- Actualizado de la Institución que respalda al fabricante, del lente contra impactos.
- El contratista presentará a Prevención de Riesgos de EDELNOR una muestra juntamente con el Certificado actualizado de la Institución que respalda al fabricante o proveedor del lente contra impactos adquirido,.

MODIF.	FECHA	OCTUBRE - NOVIEMBRE 1997	APELLIDO		FIRMA
			ELAB.	GUTIÉRREZ	
			Vº. Bº.	A. CIUDAD	
DESCRIPCIÓN					
ESPECIFICACIÓN DEL ANTEOJO CONTRA IMPACTOS			Página 1 de 1		

ESPECIFICACIONES DEL MATERIAL

- OBJETIVO:**
- A) Establecer las especificación técnicas que deben cumplir las orejeras y tapones para proteger el oído del trabajador contratista y personal de EDELNOR que constantemente esta expuesto a niveles de ruido que exceden los 80 decibeles.
- B) Orientar al contratista en la adquisición de las orejeras

MATERIAL:

- Material no conductivo, resistente al impacto, con capacidad de amortiguación y liviano.
- Las almohadillas de las orejeras serán de material sintético y los tapones de material silicón; no tóxicos, no conductivos y con propiedades acústicas.
- Los materiales al contacto con la piel no deben producir irritación o daño alguno.

CARACTERÍSTICAS

- Protección contra ruidos de altas frecuencias y presión peligrosa.
- Deben permitir captar los sonidos de baja frecuencia, como conversaciones y avisos de alarma.
- La orejera y el tapón deben ser anatómicos, en caso de ajuste no cree incomodidad al usuario durante el periodo de trabajo
- Las orejeras deben adaptarse al casco con elementos no metálicos.
- Atenuación por debajo de los rangos peligrosos con un nivel de atenuación de 25 a 30 Db., entre 500 a 2000 Hertz.
- La orejera debe permitir adaptarse a la cabeza sin impedir su movimiento.

ENSAYOS Y PRUEBAS

Atenuación, impacto del conjunto, del avance de la flama, resistencia a la corrosión, absorción de agua y desinfección.

ENVASE Y ROTULADO :

- El envase debe protegerlo de los daños.
- Debe tener rotulado : la Marca del fabricante, fecha de fabricación, nombre de la norma.

GARANTÍA :

El fabricante debe garantizar por escrito la calidad y propiedades del protector auditivo.

NORMAS :

ANSI 512.6 y ANSI 531.9.

CERTIFICADO DE CALIDAD:

- Certificado actualizado de la Institución que certifica el producto del fabricante, tanto de la orejera como el tapón adquirido.

MODIF.	FECHA	OCTUBRE - NOVIEMBRE 1997	APELLIDO		FIRMA
DESCRIPCIÓN			ELAB.	GUTIERREZ	
			Vº. Bº.	A CIUDAD	
ESPECIFICACIÓN DEL PROTECTOR AUDITIVO (OREJERAS O TAPÓN)			Página 1 de 1		

EDELNOR		MATERIAL		UG/ ISP - 014	
DIVISIÓN RR.HH. Y SERVICIOS		RESPIRADOR CONTRA POLVO Y VAPORES		FECHA: Octubre/ Nov. 97	
PREVENCIÓN DE RIESGOS				MATRICULA:	
ESPECIFICACIONES DEL MATERIAL					
OBJETIVO:		<p>A) La presente especificación cubre los requisitos técnicos que debe tener el respirador que usa el trabajador contratista y personal de EDELNOR para protegerlo contra polvo y vapores en ambientes dañinos para la salud.</p> <p>B) Orientar al contratista en la adquisición del respirador</p>			
MATERIAL:		<ul style="list-style-type: none"> • La máscara de neopreno o material siliconado suave y flexible; material no conductor. • Los portafiltros de material sintético resistente o del mismo material que la máscara. • La correa de ajuste es cinta elástica o goma pura. • El material de la máscara debe contar con agentes bacteriales y fungicidas, y que al hacer contacto con la piel no lo irrite o dañe 			
CARACTERÍSTICAS		<ul style="list-style-type: none"> • La máscara será de media cara y que debe adaptarse al rostro. • El respirador tendrá uno o dos filtros (cartuchos) intercambiables. • Los filtros debe ser : contra polvos y humos de baja toxicidad (que contengan un promedio menos de 0,05 miligramos/m³) y contra vapores orgánicos en concentraciones no mayores de 0,1 % por volumen (protección contra acetona, alcohol, aldehído, bencina, butano, esencia de alcanfor, cloroformo, disolvente de limpieza, etc.). • El respirador debe permitir el uso simultáneo de otros equipos de seguridad como son: lentes, casco, caretas, etc. • El respirador debe contar con válvula de exhalación, que permita fácil y libre respiración. • El uso del respirador debe permitir al usuario comunicarse y realizar su labor sin quitárselo. • El respirador debe usarse en atmósferas que contengan más de 19,5% de oxígeno. • Los filtros deben cambiarse después de 40 horas de uso continuo o cuando se perciba el olor de la sustancia, en ambientes con valores techo. 			
ENSAYOS Y PRUEBAS de : EXPOSICIÓN A LA CONCENTRACIÓN y DESINFECCIÓN					
ENVASE Y ROTULADO :		<ul style="list-style-type: none"> • El envase debe proteger al respirador y evitar se dañen sus partes. • El respirador debe rotularse indicando: Marca del fabricante y norma que cumple y los filtros contra que agentes o sustancias protegen. 			
GARANTÍA :		El fabricante debe garantizar por escrito la calidad y propiedades del respirador y de los filtros contra polvo y vapores.			
NORMAS O STANDARES :		OSHA 29CFR 1910.134; DIN 3181 (filtros) y Electrolima UG-041, 042 y 043			
CERTIFICADO DE CALIDAD:		<ul style="list-style-type: none"> • Actualizado de la Institución que respalda al fabricante, del respirador y los filtros. • El contratista presentará a Prevención de Riesgos de EDELNOR una muestra juntamente con el Certificado actualizado de la Institución que respalda al fabricante o proveedor del respirador y los filtros contra polvo y vapores. 			
MODIF.	FECHA	OCTUBRE - NOVIEMBRE 1997		APPELLIDO	FIRMA
				ELAB. GUTIERREZ	
				Vº. Bº. ROSAS	
DESCRIPCIÓN					
ESPECIFICACIÓN DEL RESPIRADOR CONTRA POLVO Y VAPORES				Página 1 de 1	

EDELNOR DIVISION RR. HH. Y SERVICIOS PREVENCIÓN DE RIESGOS		MATERIAL GUANTES AISLANTES		UG/ISP-012 FECHA: Octubre/Nov. 97 MATRICULAS:	
ESPECIFICACIONES DEL MATERIAL					
OBJETIVOS.-		<p>A) La presente especificación técnica cubre los requisitos que debe tener el guante aislantes de jebe para proteger las manos del trabajador contratista o personal de EDELNOR contra descarga de corriente eléctrica o contra fogonazos</p> <p>B) Orientar al contratista en la adquisición de los guantes de jebe..</p>			
MATERIAL:		<ul style="list-style-type: none"> • El guante será de látex o compuestos elastómeros, naturales, sintéticos o mezcla o combinación de ambos, que asegure excelentes propiedades dieléctricas. • En caso de tener revestimiento interior, este será de algodón al 100 %. • El embalaje o estuche debe ser de material sólido o bolsa plástica de alta densidad que impida el ingreso de luz solar y que lo proteja del deterioro. • Los materiales del guante al contacto con la piel no deben causar irritación o daño alguno. 			
CARACTERÍSTICAS DEL GUANTE		<ul style="list-style-type: none"> • Deben ser de una sola pieza, sin asperezas, suave y flexible; y el extremo con o sin filete acordonado o enrollado. • La superficie interna y externa no deben tener irregularidades, ser uniforme, sin vacíos y sin falsos pliegues. • Deben ser livianos y cómodos que faciliten el movimiento de la mano y la muñeca. • Los guantes para baja tensión serán de categoría ó Tipo I y de Clase 0 : no resistente al ozono y para tensión de uso hasta 1000 V. de C.A. • Los guantes para media o alta tensión serán de categoría o Tipo II y de Clase 2 : resistente al ozono y para tensión de uso hasta 17 500 V. de C.A. • Los largos de los guantes serán de 355 mm. a 455 mm. +- 5 mm. • El contorno del manchón será no menor de 50 +- 6 mm. • El espesor máximo del material del guante será de 1,00 mm. para la Clase 0 y de 2,30 mm. Para la Clase 2 y en caso de tener sobre espesor, este será menor o igual a 0,60 mm.. 			
ROTULADO Y ENVASE :		<ol style="list-style-type: none"> 1. Debe llevar un símbolo, vulcanizado o impresión indeleble, que indique el nombre de la fábrica o fabricante, categoría o tipo, clase, talla, mes y año de fabricación. 2. Además debe llevar una impresión, banda rectangular u otro, que permita poner la fecha de entrada en servicio. 3. Los guantes deben venir en un envase sólido, para que lo proteja del ozono y además tenga la rotulación indicadas en 1 y 2. 			
ENSAYOS Y CONDICIONES GENERALES :		<p>1º Antes de realizar las pruebas y/o ensayos en los guantes, estos deben estar sometidos a 23 +- 2 °C de temperatura y a 50 +- 5 % de humedad relativa durante 2 +- 0,5 horas.</p>			
MODIF.	FECHA	OCTUBRE - NOVIEMBRE 1997		APELLIDO	FIRMA
DESCRIPCIÓN				ELAB.	GUTIÉRREZ
				Vº. Bº.	ROSAS
ESPECIFICACIÓN DEL GUANTE AISLANTE PARA ELECTRICISTA				Página 1 de 2	

EDELNOR

DIVISIÓN RR. HH. Y SERVICIOS

PREVENCIÓN DE RIESGOS

MATERIAL

GUANTES AISLANTES

UG/ISP-012

FECHA: Octubre/Nov. 97

MATRICULA:

ENSAYOS Y CONDICIONES

2° Las pruebas y/o ensayos a las cuales deben ser sometidos los guantes son:

- Control visual, forma, dimensiones, espesor, confección y acabado, marcado y embalaje.
- Ensayos Mecánicos : - Resistencia a la ruptura.
 - Resistencia y alargamiento a la ruptura.
 - Resistencia a la perforación.
 - Alargamiento permanente
- Ensayos Dieléctricos : - Con tensión Alterna
 - Con tensión Continua.
- Ensayo de Envejecimiento
- Ensayos Térmicos
- Ensayo de Inflamabilidad o de no propagación de la llama.
- Ensayo de resistencia al Ozono.

3° La aceptación se hará por muestreo que incluye el ensayo dieléctrico.

RESISTENCIA DIELECTRICA: (según la norma europea CEI 903)

En condiciones húmedas (*), a 23 +/- 2 °C el guante debe soportar tensiones de corriente Alterna de 60 ciclos y de corriente Continua según cuadro siguiente cuadro:

(*) Previamente deben ser sumergidas en agua durante 16 +/- 0,5 horas

Clase de Guante	Tensión de Utilización		Tensión de Prueba				
	Corriente Alterna (Vef)	Corriente Continua (V)	Corriente Alterna			Corriente Continua	
			Tensión de Prueba (V)	Tensión Min. No disruptiva (V)	Corriente Máxima de fuga (mA)	Tensión de Prueba (V)	Tensión Min. No disruptiva (V)
0	1 000	1 500	5 000	10 000	12	10 000	20 000
2	17 000	22 500	20 000	30 000	12	30 000	60 000

1. En los ensayos por muestreo se debe aplicar en forma interrumpida la tensión de prueba durante tres (3) minutos.
2. En los ensayos individuales de serie se debe aplicar en forma interrumpida la tensión de prueba durante un (1) minuto.

GARANTÍA :

El fabricante debe garantizar por escrito la calidad y propiedades dieléctricas de los guantes

NORMAS Y/O ESTÁNDARES QUE DEBEN CUMPLIR:

CEI 903, ASTM D120 (EE.UU.), MT EN60903 (España), . BS 697 (Reino Unido), . AS 2225 (Australia), VDE 0680 (Alemania). de la calidad ISO 9002.

CERTIFICADO DE CALIDAD:

- Actualizado de INDECOPI o de la Institución autorizada por ellos, del lote de guantes.
- El contratista presentará a Prevención de Riesgos de EDELNOR una muestra juntamente con el Certificado actualizado de Indecopi de los guantes adquiridos.

MODIF.	FECHA	OCTUBRE - NOVIEMBRE 1997	APELLIDO	FIRMA
DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN DEL GUANTE AISLANTE PARA ELECTRICISTA		ELAB.	GUTIERREZ
			Vº. Bº.	ROSAS
			Página 2 de 2	

EDELNOR DIVISION RR.HH. Y SERVICIOS PREVENCIÓN DE RIESGOS	MATERIAL	UG/ ISP - 013
	GUANTES DE CUERO DE USO GENERAL	FECHA: Octubre/ Nov. 97
		MATRICULA:

ESPECIFICACIONES DEL MATERIAL

OBJETIVOS:

A) La presente especificación cubre los requisitos técnicos que debe tener el guante de cuero de uso general del trabajador contratista o personal de EDELNOR para proteger la mano de cortes, incrustaciones y contactos fuertes con la piel

B) Orientar a los contratistas en la adquisición de guantes de cuero.

MATERIAL:

- De cuero de vacuno color amarillo.
- Las costuras de hilo de nylon de primera calidad.

CARACTERÍSTICAS

- Los guantes deben fabricarse sin partes metálicas.
- El cuero de buena calidad y flexibles.
- Los guantes debe permitir una buena maniobrabilidad.
- Deben tener refuerzos en la palma, dedos y muñeca.
- La costura del guante debe ser uniendo los bordes en forma traslapada para una buena flexibilidad.
- Los refuerzos deben tener doble costura.

ENSAYOS Y PRUEBAS de : DESGARRE

ROTULADO :
El guante de cuero debe rotularse indicando: Marca del fabricante y fecha de fabricación.

GARANTÍA :
El fabricante debe garantizar por escrito la calidad y propiedades del guante de cuero.

NORMAS O STANDARES :
Norma DIN 4841 y Electrolima UG- 010

CERTIFICADO DE CALIDAD:

- Actualizado de la Institución que respalda al fabricante del guante de cuero.
- El contratista presentará a Prevención de Riesgos de EDELNOR una muestra juntamente con el Certificado actualizado de la Institución que respalda al fabricante o proveedor del guante de cuero.

MODIF.	FECHA	OCTUBRE - NOVIEMBRE 1997	APELLIDO		FIRMA
DESCRIPCIÓN			ELAB.	GUTIERREZ	
			Vº. Bº.	ROSAS	
ESPECIFICACIÓN DEL GUANTE DE CUERO					Página 1 de 1

ESPECIFICACIONES DEL MATERIAL**OBJETIVO:**

- A) La presente especificación cubre los requisitos técnicos que debe tener el cinturón de seguridad para los trabajadores contratistas o personal de EDELNOR
- B) Orientar a los contratistas en la adquisición del cinturón

MATERIAL:

- La correa de una sola pieza o de pliegues uniformes; de cuero de buena calidad sin grietas y de espesor uniforme o de material NYBUCK (neopreno impregnado con nylon).
- Las costuras de la correa con hilo de cáñamo encerado o nylon de primera calidad.
- Los elementos metálicos de la correa como: las argollas o anillos de acero forjado, la hebilla de acero rolando; todos con tratamiento anticorrosivo.
- Los remaches de la correa deben ser de cobre o bronce.
- El estrobo o línea de vida : de sogá manila de 4 cabos y 5/8" ó 3/4" de diámetro; soportará un peso muerto mínimo de 2450 Kg., y con guardacabos de metal o de cuero grueso.
- El mosquetón de material liviano y alta resistencia a la tracción (4500 Kg.).

CARACTERÍSTICAS

- La correa debe tener un ancho mínimo de 90 mm., con costuras rectas y costuras de refuerzo y con 4 ojales portaherramientas.
- En la correa los remaches no deben incomodar al usuario y no debe cortar el hilo de costura; además todas las argollas o anillos metálicos no deben tener grietas ni rebabas.
- El estrobo o línea de vida debe tener una longitud de 3 y/ó 6 metros; debe fijarse un extremo al cinturón y el otro extremo al mosquetón; mediante una gaza (trenzado a la misma sogá) de buen acabado.
- El mosquetón con doble seguro (fuelle y tuerca o similar), que permita mantenerse cerrado y soportar golpes y cargas laterales.
- El conjunto debe ajustarse a la cintura (considerar varias tallas) y peso no mayor a 1000 gr.

ENSAYOS Y PRUEBAS

- DE RESISTENCIA A LA TRACCIÓN (caída libre) y . RESISTENCIA A LA CORROSIÓN.

ROTULADO :

Debe ir claramente la Marca del fabricante, fecha de fabricación, norma que cumple y número de identificación del cinturón.

GARANTÍA :

El fabricante debe garantizar por escrito la calidad y características del cinturón de seguridad.

NORMAS Y/O STANDARES :

Norma Técnica Nacional (ITINTEC 399.047), OSHA 1910.268 y 1926.959, y ASTM F887-91A..

CERTIFICADO DE CALIDAD:

- Actualizado de la Institución que respalda al fabricante del cinturón de seguridad.
- El contratista presentará a Prevención de Riesgos de EDELNOR una muestra juntamente con el Certificado actualizado de la Institución que respalda al fabricante o proveedor del cinturón de seguridad.

MODIF.	FECHA	OCTUBRE - NOVIEMBRE 1997	APELLIDO		FIRMA
			ELAB.	GUTIÉRREZ	
			Vº. Bº.	ROSAS	
DESCRIPCIÓN					
ESPECIFICACIÓN DEL CINTURÓN DE SEGURIDAD			Página 1 de 1		

EDELNOR DIVISIÓN RECURSOS HUMANOS. PREVENCIÓN DE RIESGOS	MATERIAL	UG/ RDT - 005
	BOTÍN CON PLANTA AISLANTE	FECHA: Abril 97/Mayo 98
		MATRICULA: (VARIAS)

ESPECIFICACIONES DEL MATERIAL

OBJETIVO.- A) Establecer las especificaciones técnicas que debe cumplir el zapato o botín para proteger el pie del trabajador contratista o personal de EDELNOR contra cortes, incrustaciones y descarga de corriente eléctrica.
 B) Orientar al contratista en la adquisición de zapatos

MATERIAL:

- De cuero box calf satinado o cuero graso de textura suave con características similares.
- La planta y taco de material de caucho con una mezcla mínima del 55% sin cargas inertes o de Butril (BM) o Poliuretano de doble densidad.
- El guardapolvo o lengüeta de cuero.
- La falsa debe ser de suela al quebracho.
- El cambrillón de material sintético u otro material no conductor que sea resistente y flexible.
- La entresuela de material resistente y flexible, con relleno de material orgánico y resina.
- El cerco será de suela vira.
- El forro de la capellana será de lona y puntiflex o de badana.
- El forro de la caña será de badana y con plantilla de cambrelle.
- El contrafuerte material flexible y cuero
- Hilos de: nylon y algodón lubricados con cerote y algodón polyester, de alta resistencia.

CARACTERÍSTICAS DEL BOTÍN

- Cuero box calf satinado o cuero graso con un espesor de 2,0 + - 0,1 mm.
- La suela al quebracho será de 3 + - 0,1 de espesor.
- La planta y taco de una sola pieza, flexible con características aislantes para trabajos en circuitos eléctricos. Además debe ser resistente al aceite y ácidos, y a la abrasión.
- Hilo de nylon N° 15 para el cerco, hilo de algodón lubricado con cerote N° 12 y N° 8 para el punteado, e hilo de algodón polyester N° 0 y N° 24 para la confección del cuero.
- Costuras triples con hilo N° 0, resistente a la humedad.
- El contrafuerte de cuero de 1,3 + - 1 mm. de cuero de 1,8 mm. de espesor.
- La entresuela debe ser resistente y flexible adecuado para trabajo pesado y continuo.
- Debe resistir a agentes químicos corrientes.

FABRICACIÓN :

- El armado y ensuelado será mediante el proceso Good Year Welted o Blake (emplantillado), sin utilizar componentes metálicos.
- La horma debe ser anatómica.
- La puntera debe ser anatómica (ancho de horma 'EE'), con refuerzo no metálico.
- El cuello del botín, será flexible y acolchado de 25 mm. de alto, además debe cubrir el tobillo del usuario.
- Guardapolvo tipo fuelle o acordeón que impida la penetración de objetos extraños.
- Con falsa y entresuela, relleno con material orgánico y resina o suela flexible.
- Con forro interno de badana.

MODIF.	FECHA	AGOSTO 96 / MARZO - ABRIL 97	APELLIDO		FIRMA
DESCRIPCIÓN	Paginas 1, 2 y 3: Material, Fabricación, Resistencia. dielectrica, Garantía, Recepción, envase y Certificados		ELAB.	GUTIÉRREZ	
			V° B°	ROSAS	
ESPECIFICACIÓN DEL BOTINES DE CUERO PARA ELECTRICISTAS			Página 1 de 3		

EDELNOR DIVISIÓN RECURSOS HUMANOS PREVENCIÓN DE RIESGOS		MATERIAL		UG/ RDT - 005	
		BOTÍN CON PLANTA AISLANTE		FECHA: Abril 97/Mayo 98	
				MATRICULA: (VARIAS)	
PROTECCIÓN Y PRUEBAS					
OTRAS CARACTERÍSTICAS DE LA PLANTA Y TACO :					
<ul style="list-style-type: none"> • Antideslizantes con un coeficiente de adherencia mayor a 0,15. • Densidad de 0,45 • Capacidad de absorción de energía mayor a 20 Julios. • Pérdida de volumen menor a 50 mm³ (bajo carga de 0,5 Kg.). • Resistencia a las flexiones, mayor a 60 000. • Resistencia al calor, mayor a 100° . 					
RESISTENCIA DIELECTRICA:					
<ul style="list-style-type: none"> • Considerar un factor de seguridad mayor a 3. • Aislamiento mayor a 3,3 Megahomios para 220 V. de corriente alterna (1000 voltios de corriente continua). • Aislamiento mayor a 12 Megahomios para 1000 voltios de corriente alterna. • Pruebas con voltajes de 1000 hasta 8500 voltios de corriente alterna de 60 ciclos, durante 60 segundos, en condiciones secas y húmedas, con un fuga máxima de 9 miliAmperios. 					
GARANTÍA:					
<ul style="list-style-type: none"> • El fabricante garantizará en forma escrita que sus productos cumplen con todos los requerimientos solicitados en esta especificación técnica y aquellas que indica la Norma Técnica Nacional 241.004, y otras que se mencionan. • Además garantizará los botines contra cualquier defecto de fabricación o deficiencia de los materiales por un período de nueve (09) meses. En caso que las deficiencias sean imputables a la del botín, el proveedor deberá sustituirlo por un par nuevo. 					
INSPECCIÓN Y RECEPCIÓN (Según Tabla)					
Criterio de Aceptación o Rechazo: El lote se acepta si el número de defectuosos es <u>cero</u> . En caso contrario se realizará el remuestreo (según indicación de la tabla), aceptándose el lote <u>si las muestras pasan los ensayos</u> .					
calidad Tamaño del Lote		Tamaño de la Muestra		Tamaño de Muestra para el Remuestreo	
50 A 100		3		6	
101 A 200		5		10	
201 A 450		8		16	
451 A 700		12		24	
701 A 1200		16		32	
MODIF.	FECHA	AGOSTO 96 / MARZO - ABRIL 97		APELLIDO	
DESCRIPCIÓN		Paginas 1, 2 y 3: Material , Fabricación, Resistencia. dielectrica, Garantía, Recepción, envase y Certificados		ELAB.	GUTIERREZ
				V° B°	ROSAS
ESPECIFICACIÓN DE BOTINES DE CUERO PARA ELECTRICISTAS				Página 2 de 3	

EDELNOR DIVISIÓN RECURSOS HUMANOS PREVENCIÓN DE RIESGOS		MATERIAL BOTÍN CON PLANTA AISLANTE	UG/ RDT - 005 FECHA: Nov. 97/Mayo 98 MATRICULA: (VARIAS)	
OTROS REQUISITOS				
<u>LOGOTIPO DEL CONTRATISTA O EDELNOR:</u>				
<ul style="list-style-type: none"> • Debe ubicarse en el cuello del botin hacia la parte exterior. • Debe ser inscrito con los colores establecidos, que no permita borrarse fácilmente. 				
<u>COLOR:</u>				
El botin será de color negro .				
<u>MARCADO</u>				
El calzado debe ser marcado clara y legiblemente en alto o bajo relieve o en forma indeleble con lo siguiente :				
<ul style="list-style-type: none"> • Nombre del fabricante o marca registrada en el cuero y la planta aislante. • Talla correspondiente y número de lote • Número de la Norma Técnica Nacional. 				
<u>ENVASE Y ROTULADO</u>				
<ul style="list-style-type: none"> • El calzado debe ser entregado en cajas individuales no deformables que garanticen su transporte y su almacenamiento. • Las cajas deben rotularse con el nombre del fabricante o marca registrada, nombre del producto e identificación del lote y/o fecha de fabricación. 				
<u>NORMAS Y/O ESTÁNDARES QUE DEBEN CUMPLIR:</u>				
<ul style="list-style-type: none"> • NORMA TÉCNICA NACIONAL 241.004 y 241.016 (INDECOPI). • CEI 				
MODIF.	FECHA	AGOSTO 96 / MARZO - ABRIL 97	APELLIDO	
DESCRIPCIÓN		Paginas 1, 2 y 3: Material , Fabricación, Resistencia. dielectrica, Garantía, Recepción, envase y Certificados	ELAB.	GUTIERREZ
			Vº Bº	ROSAS
ESPECIFICACIÓN DE BOTINES DE CUERO PARA ELECTRICISTAS			Página 3 de 3	

EDELNOR		MATERIAL		UG/ ISP - 008	
DIVISIÓN RR.HH. Y SERVICIOS		CASCO DE SEGURIDAD PARA ELECTRICISTAS		FECHA: Octubre/Nov. 97	
PREVENCIÓN DE RIESGOS				MATRICULA: 0715100	
ESPECIFICACIONES DEL MATERIAL					
<p>OBJETIVO: A) La presente especificación técnica cubre los requisitos que debe tener el casco para proteger la cabeza del trabajador contratista o personal de EDELNOR contra objetos caídos desde altura, contra contusiones o colisiones o previenen del contacto contra conductores eléctricos. El casco será del Tipo 2 y Clase 'B'. B) Orientar al contratista para la correcta adquisición del casco</p>					
MATERIAL:					
<ul style="list-style-type: none"> • La copa debe ser inyectada de material sintético, atóxico, durable y resistente a las pruebas o ensayos exigidas en las Normas Nacionales e Internacionales. • La suspensión debe ser de material sintético, atóxico, durable, resistente y amortiguante (similar al nylon con características del poliuretano). • Los accesorios deben ser de polietileno no conductivos. • Los materiales al contacto con la piel o cabello no deben causar irritación o daño alguno. 					
CARACTERÍSTICAS DE LA CÁSCARA (COPA Y VISERA)					
<ul style="list-style-type: none"> • Deben ser de una sola pieza sin asperezas y con bordes redondeados. • Debe ser anatómica a la forma del cráneo y que no limiten el movimiento de la cabeza. • No debe perturbar el campo visual ni la capacidad auditiva del usuario. • Debe tener un sistema integral que permita adaptar protector auditivo y facial (caretas), portalámparas o linterna. • Deben tener una altura igual o superior a 110 mm. 					
CARACTERÍSTICA DE LA SUSPENSIÓN O TAFILETE					
<ul style="list-style-type: none"> • La suspensión debe tener seis (6) puntos de apoyo adaptados a la copa. • Debe ser amplio y confortable. • El mecanismo de seguridad debe asegurarse perfectamente al contorno de la cabeza. • Debe tener un sistema de ajuste centrado a que permita al usuario colocarse el casco y lo acomode de acuerdo a sus necesidades. • Debe tener una banda de espuma absorbente para el sudor y que permita reemplazarse. • La variación del ajuste, no mayor a 10 mm. • Debe brindar seguridad a la amortiguación, debiendo existir una distancia de amortiguación no mayor a 40 mm. • Debe permitir adaptar otros accesorios como: orejeras, visores, barbiquejos, etc. • Los accesorios deben ser de material sintético, deben encajarse a la estructura de la copa del casco y permita adaptarse a las necesidades del usuario. 					
ESPECIFICACIONES DEL CONJUNTO:					
Luz Lateral: Será igual o superior a 10 mm.					
Luz Vertical: Será igual o superior a 20 mm.					
Peso Total: No mayor a 450 gr.					
MODIF.	FECHA	OCTUBRE - NOVIEMBRE 1997		APELLIDO	
DESCRIPCIÓN				ELAB.	GUTIÉRREZ
				V. B°.	ROSAS
ESPECIFICACIÓN DEL CASCO DE SEGURIDAD PARA ELECTRICISTA				Página 1 de 2	

EDELNOR

DIVISION RR.HH. Y-SERVICIOS

PREVENCIÓN DE RIESGOS

MATERIAL

**CASCO DE SEGURIDAD
PARA ELECTRICISTAS**

UG/ISP - 008

FECHA: Octubre/Nov. 97

MATRICULA:

PROTECCION Y PRUEBAS**RESISTENCIA DIELECTRICA:**

En condiciones húmedas (*), el casco debe soportar una Tensión de ensayo de 30 000 voltios de corriente alterna de 60 ciclos, durante 3 minutos con una fuga máxima de 3 miliamperios.
(*) Previamente deben ser sumergidas en agua durante 24 horas.

ABSORCIÓN AL IMPACTO:

El casco al ser sometido al impacto de 5,55 Kgr-m. no debe presentar daño alguno, debiendo transmitir un fuerza igual o inferior a 450 Kgr.

RESISTENCIA AL IMPACTO LATERAL:

El casco debe soportar una carga de composición mayor a 15 Kilos (deformación no mayor a 10 mm.), evitando que la fuerza de impacto traspase a la cabeza.

RESISTENCIA A LA PENETRACIÓN:

- El casco al ser sometido a 2 Kg- m.(con un punzón), la penetración no será mayor a 9,5 mm.
- La copa no debe tocar la horma, ni producir daño o deformación a la suspensión.

RESISTENCIA AL AGUA:

Al agua fría y al agua hirviente: No debe filtrar o humedecerse el interior y no perderá su color o se desintegrará.

ABSORCIÓN DE HUMEDAD:

No debe absorber mas del 5 % al sumergirlo en un recipiente con acetona, durante 24 horas.

INFLAMABILIDAD :

Velocidad de propaḡación del fuego en el material del casco será igual o inferior a 7 mm./ minuto

RESISTENCIA AL TIEMPO:

El material del casco expuestos a los rayos ultravioletas del sol y al uso continuo, deben mantener sus características un mínimo de 2 años.

ROTULADO

- Debe estar rotulado en alto relieve, la Marca de fábrica o el Nombre del fabricante.
- Debe llevar las indicaciones del Tipo y Clase a la que corresponda.

NOMBRE DEL CONTRATISTA:

Debe ser impreso y ubicarse en la parte frontal, con colores que no permitan borrarse fácilmente

COLOR: Los cascos serán del siguiente color:

Contratista : color azul eléctrico para los trabajadores operativos, y blanco para los supervisores.

EDELNOR : color amarillo para los trabajadores, y blanco para los inspectores.

NORMAS Y/O ESTÁNDARES QUE DEBEN CUMPLIR:

- NORMA TÉCNICA NACIONAL 390.018 (incluidos las pruebas o ensayos), BS 5240 (Inglaterra) y AS 1801 (Australia) y de calidad ISO 3873.

CERTIFICADO Y SELLO DE CALIDAD:

- Actualizado de INDECOPI o de la Institución autorizada por ellos, del lote de cascos adquiridos
- El contratista presentará a Prevención de Riesgos de EDELNOR, una muestra juntamente con su Certificado actualizado de INDECOPI o de la Institución autorizada por ellos del lote de cascos.

MODIF.	FECHA	OCTUBRE - NOVIEMBRE 1997	APELLIDO	FIRMA
			ELAB. GUTIERREZ	
			Vº. Bº. ROSAS	
DESCRIPCIÓN				
ESPECIFICACION DEL CASCO DE SEGURIDAD PARA ELECTRICISTA				Página 2 de 2

EDELNOR		MATERIAL		UG/ ISP - 009	
DIVISIÓN RECURSOS HUMANOS		CARETA DE PROTECCIÓN FACIAL		FECHA: Noviembre 98	
PREVENCIÓN DE RIESGOS				MATRICULA:	
ESPECIFICACIONES DEL MATERIAL					
<p>OBJETIVO: A) Establecer las especificaciones técnicas que debe tener el protector facial que permita proteger la cara del trabajador contratista o personal de EDELNOR expuesto a fogonazos o partículas calientes.</p> <p>B) Orientar al contratista en la adquisición de las caretas.</p> <p>MATERIAL:</p> <ul style="list-style-type: none"> • El sujetador o clip de material deben ser no conductor de la electricidad y atóxico. • El protector de policarbonato sin partes metálicas, atóxico y resistente al impacto y altas temperaturas. • Los materiales al contacto con la piel o cabello no deben causar irritación o daño alguno. <p>CARACTERÍSTICAS DEL SUJETADOR</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sin partes metálicas, resistente a impactos y temperaturas. • Debe adaptarse a la copa o cascara del casco de protección. • Con sistema rebatible en tres posiciones, durante el trabajo y el descanso. • No debe limitar el movimiento de la cabeza ni perturbar el campo visual del usuario. <p>CARACTERÍSTICAS DEL PROTECTOR FACIAL</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sin partes metálicas resistente a impactos de partículas de mediana intensidad y a altas temperaturas • Debe asegurarse perfectamente al sujetador o clip. • No debe limitar el movimiento de la cabeza ni la capacidad auditiva. • Será de color claro o verde en grado 2, que no perturbe el campo visual del usuario. • Debe proteger en forma total el rostro y cuello del usuario. • Las dimensiones podrán ser de 10"x16"x0,05" (250x400x1,25 mm.) ó de 8"x16"x0,05" (200x400x1,25 mm.). <p>ENSAYOS Y PRUEBAS</p> <p>Ensayos de: Impacto, resistencia plana, del avance de flama,, resistencia a la corrosión, absorción de agua y desinfección.</p> <p>GARANTÍA</p> <p>El fabricante debe garantizar por escrito la calidad y características de la Careta de protección facial.</p> <p>NORMAS Y/O STANDARES</p> <p>ANSI 287.1; AS 1801; BS 5240 y el de Calidad ISO 3873.</p> <p>CERTIFICADO DE CALIDAD</p> <ul style="list-style-type: none"> • Actualizado de la Institución que respalda al fabricante de la careta de protección. • El contratista presentará a Prevención de Riesgos de EDELNOR una muestra, juntamente con el Certificado de la Institución que respalda al fabricante o proveedor del protector facial. 					
MODIF.	FECHA	1, 2 y 3	JULIO 96	APELLIDO	
DESCRIPCIÓN				ELAB.	M. GUTIÉRREZ
				Vº Bº	A. CIUDAD
ESPECIFICACIÓN DE LA CARETA DE PROTECCIÓN FACIAL				FIRMA	
				Página 1 de 1	

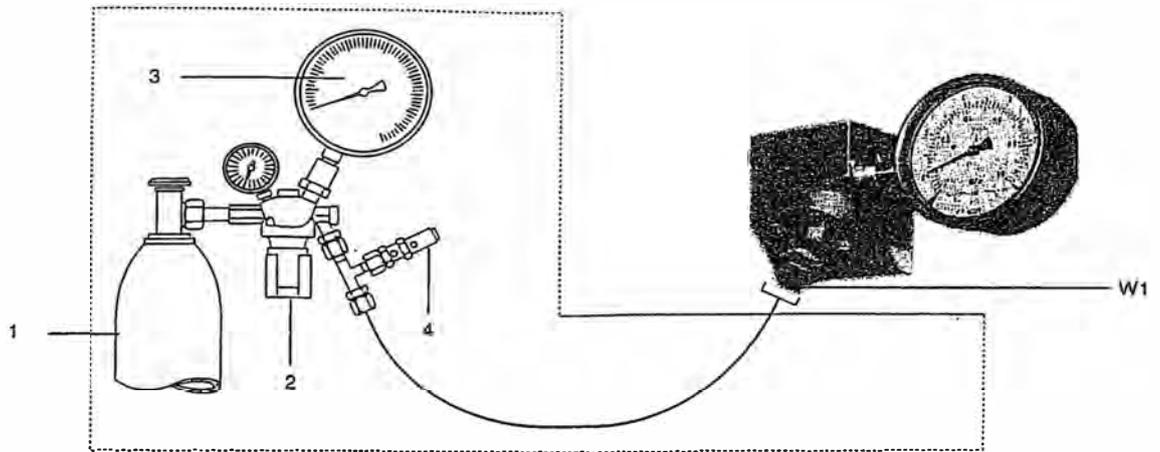
ANEXO 7
INFORMACION COMPLEMENTARIA

Rellenado de gas SF6 a interruptores.

Mecanismo de accionamiento de un interruptor de potencia.

Curva Presión SF6 vs. Temperatura.

Proceso de extinción del arco en interruptores de potencia.



Gasflasche
 Druckminderer Regulierventil
 Manometer (0-10 bar)
 Sicherheitsventil
 Füllanschluß

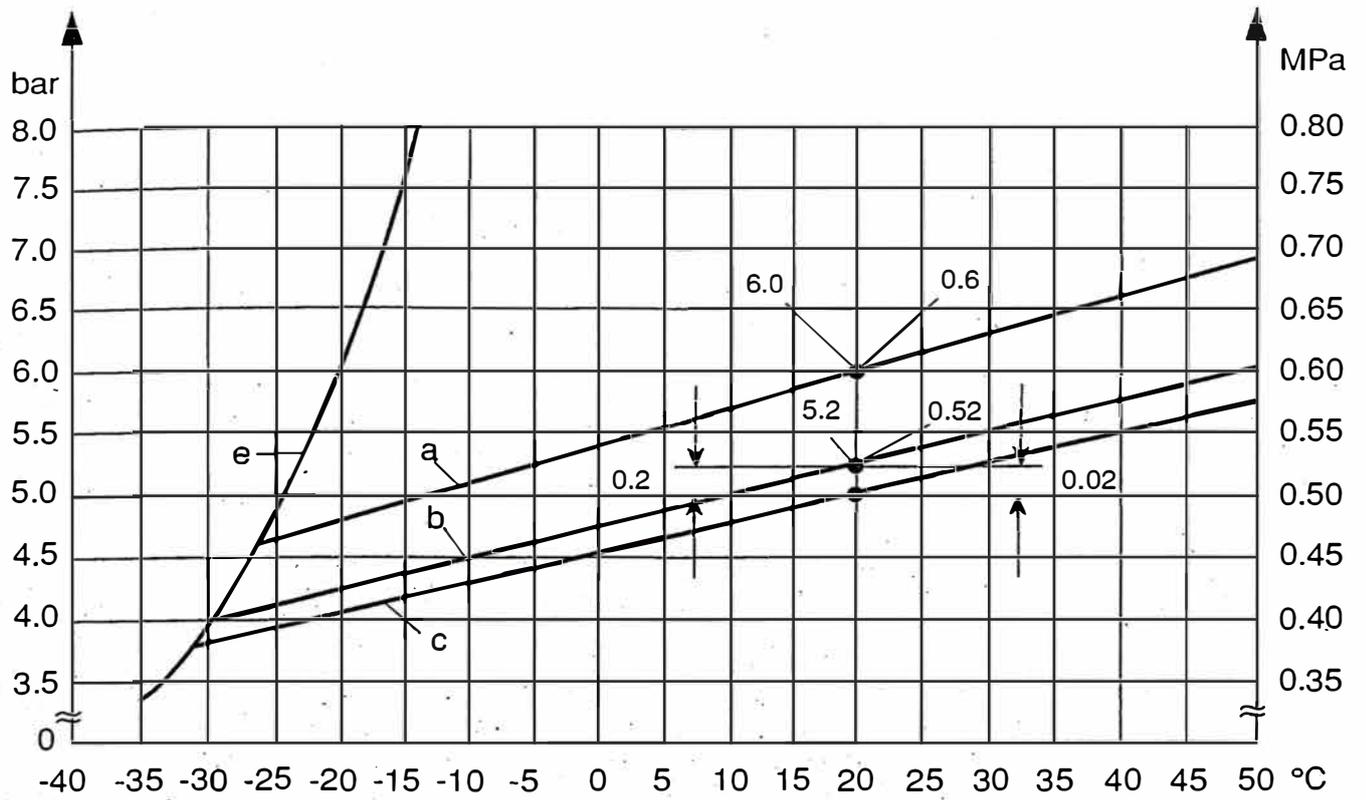
SF6-Füllvorrichtung angeschlossen

1 Botella de gas
 2 Reductor de presión, válvula reguladora
 3 Manómetro (0-10 bar)
 4 Válvula de seguridad
 W1 Empalme de carga

Dispositivo de carga de SF6, empalmado

Überdruck

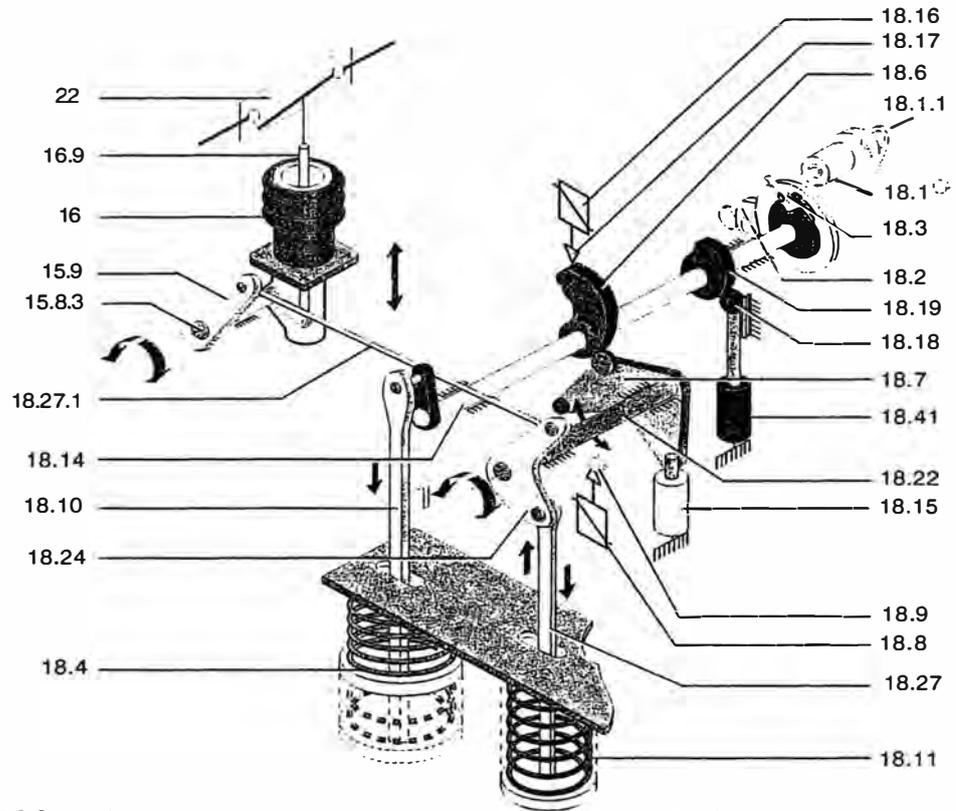
Sobrepresión



- a Presión de carga del SF6 (línea de densidad nominal)
- b Señal "Pérdida de SF6"
- c Bloqueo general del SF6
- e Curva de licuación

Curva de carga del SF6 y valores de reacción del monitor de densidad

- EIN CIERRE
 → AUS APERTURA
 → EINSCHALTFEDER SPANNEN
 TENSADO DEL MUELLE DE CIERRE



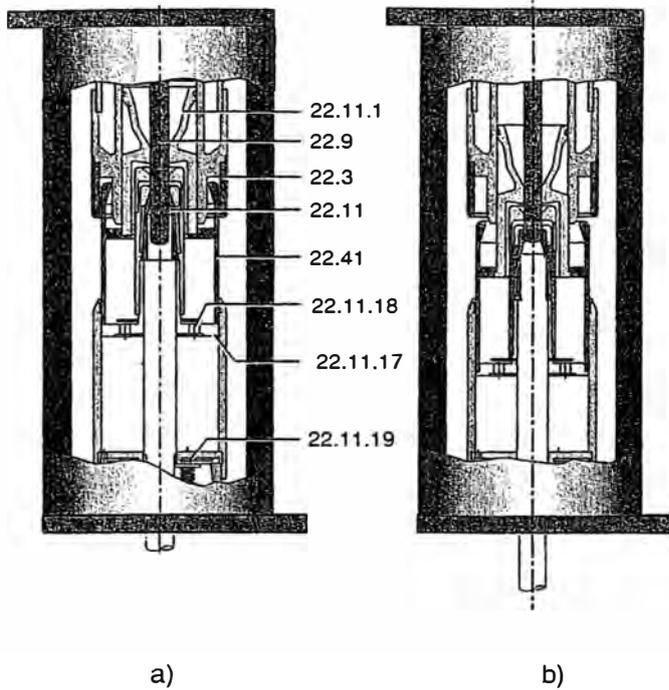
15.8.3 Welle	15.8.3 Eje
15.9 Hebel	15.9 Palanca
16 Stützer	16 Aislador de apoyo
16.9 Schaltstange	16.9 Barra de maniobra
18.1 Motor	18.1 Motor
18.1.1 Handaufzug	18.1.1 Tensado manual
18.2 Spanngetriebe	18.2 Reductor
18.3 Transport-Klinke (Freilauf)	18.3 Gatillo de avance (mecanismo de rueda libre)
18.4 Einschaltfeder	18.4 Muelle de cierre
18.6 Kurvenscheibe	18.6 Disco de leva
18.7 Lenker	18.7 Palanca con rodillo
18.8 Auslöser "AUS"	18.8 Disparador „APERTURA“
18.9 AUS-Klinke	18.9 Gatillo de apertura
18.10 Pleuel (Einschaltfeder)	18.10 Biela (muelle de cierre)
18.11 Ausschaltfeder	18.11 Muelle de apertura
18.14 Spannwellen	18.14 Eje de accionamiento
18.15 Dämpfer "Aus"	18.15 Amortiguador de apertura
18.16 Auslöser "EIN"	18.16 Disparador „CIERRE“
18.17 EIN-Klinke	18.17 Gatillo de cierre
18.18 Rücklaufsperre	18.18 Bloqueo de retroceso
18.19 Nocken	18.19 Leva
18.22 Schaltwellen	18.22 Eje de maniobra
18.24 Schalthebel	18.24 Palanca de maniobra
18.27 Pleuel (Ausschaltfeder)	18.27 Biela (muelle de apertura)
18.27.1 Antriebsstange	18.27.1 Barra de accionamiento
18.41 Dämpfer "Ein"	18.41 Amortiguador de cierre
22 Unterbrechereinheit	22 Unidad ruptora

Funktionsschema des Federspeicherantriebes Esquema de funcionamiento del sistema de accionamiento con acumuladores de energía por muelle

Schaltstellung "AUS" (Einschaltfeder gespannt)
Posición „ABIERTO“ (muelle de cierre tensado)

10 Lichtbogenlöschung

Im Ausschaltvorgang wird zuerst der aus den Kontaktfingern 22.3 und dem Heizzylinder 22.41 bestehende Hauptkontakt geöffnet (Fig. 1b). Der Lichtbogenkontakt, bestehend aus dem Pin 22.9 und dem Rohrkontakt 22.11, ist noch geschlossen, so daß der Strom auf den Lichtbogenkontakt kommutiert.



22.11 beweglicher Lichtbogenkontakt
 22.11.1 Düse
 22.11.17 Kolben
 22.11.18 Rückschlagventil
 22.11.19 Ventilgruppe
 22.3 Kontaktfinger
 22.41 Heizzylinder
 22.9 Pin

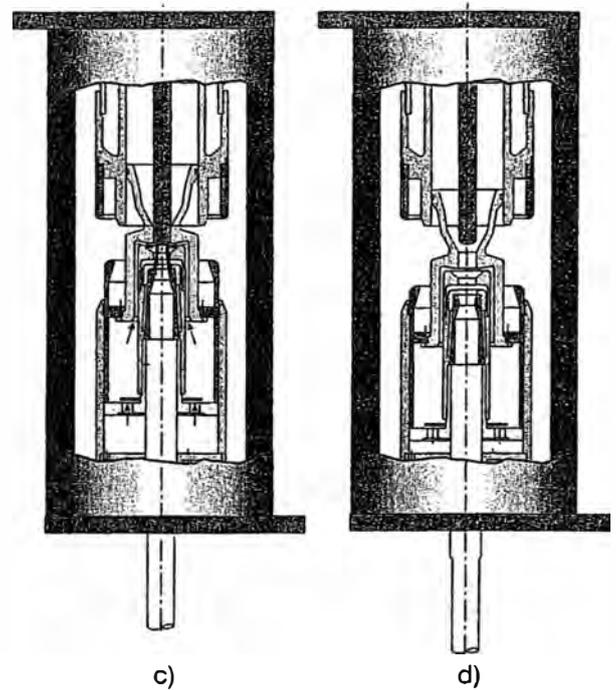
Ausschaltvorgang, schematisch

- a) Schaltstellung „EIN“
 b) Ausschaltung: Hauptkontakt geöffnet
 c) Ausschaltung: Lichtbogenkontakt geöffnet
 d) Schaltstellung „AUS“

Im weiteren Verlauf öffnet unter Entstehung eines Lichtbogens der Lichtbogenkontakt (Fig. 1c). Gleichzeitig bewegt sich der Heizzylinder 22.41 nach unten und verdichtet das zwischen Kolben 22.11.17 und Ventilgruppe 22.11.19 befindliche Löschgas. Dabei strömt das Löschgas entgegen der Bewegungsrichtung der beweglichen Kontaktteile durch das Rückschlagventil 22.11.18 in den Heizzylinder sowie durch den Spalt zwischen Rohrkontakt 22.11 und Löschdüse und löscht den Lichtbogen.

1010 Extinción del arco

En la operación de apertura se abre primero el contacto principal compuesto por las uñas de contacto 22.3 y el cilindro calentador 22.41 (Fig. 1b). El contacto de arco, compuesto por el pin 22.9 y el contacto del tubo 22.11, está cerrado aún, de modo que la corriente conmuta al contacto de arco.



22.11 Contacto de arco móvil
 22.11.1 Tobera
 22.11.17 Émbolo
 22.11.18 Válvula de retención
 22.11.19 Grupo de válvulas
 22.3 Uñas de contacto
 22.41 Cilindro calentador
 22.9 Pin

Esquema de la operación de apertura

- Posición „CERRADO“
 b) Apertura: contacto principal en posición abierta
 c) Apertura: contacto de arco abierto
 Posición „ABIERTO“

En el transcurso posterior de la operación de apertura, el contacto de arco se abre, creándose un arco (Fig. 1c). Al mismo tiempo, el cilindro calentador 22.41 desciende, comprimiendo el gas extintor que se encuentra entre el émbolo 22.11.17 y el grupo de válvulas 22.11.19. Esto provoca que el gas extintor fluya en dirección opuesta al movimiento de los componentes móviles de contacto a través de la válvula de retención 22.11.18 hacia el cilindro calentador y a través del orificio entre el contacto del tubo 22.11 y la tobera de extinción, extinguiendo el arco.

Bei großen Kurzschlußströmen wird das in der Löschkammer um den Pin 22.9 befindliche Löschgas durch die Energie des Lichtbogens aufgeheizt und unter hohem Druck in den Heizzylinder 22.41 getrieben. Im Bereich des Stromnulldurchgangs strömt das Gas aus dem Heizzylinder in die Düse zurück und löscht den Lichtbogen. Das Rückschlagventil 22.11.18 im Heizzylinder 22.41 verhindert bei diesem Vorgang, daß der hohe Druck in den Kompressionsraum zwischen Kolben 22.11.17 und Ventilgruppe 22.11.19 gelangt.

En el caso de grandes corrientes de cortocircuito, gas de extinción que rodea el pin 22.9 en la cámara extinción se calienta por la energía del arco, siendo impulsado bajo alta presión al cilindro calentador 22. Cuando el paso de corriente es cero, el gas fluye a la vez del cilindro calentador a la tobera, extinguiendo el arco. La válvula de retención 22.11.18 en el cilindro calentador 22.41 impide que durante este proceso de alta presión penetre en la cámara de compresión entre el émbolo 22.11.17 y el grupo de válvulas 22.11.19.

BIBLIOGRAFIA

- 1.-“Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión” por Carlos Felipe Ramírez.
- 2.- Curso: “Diagnóstico de la Situación actual antes de implementar algún sistema de mantenimiento – Mantenimiento Preventivo – Mantenimiento Predictivo” por Ing. Pedro Vargas Gálvez.
- 3.-“ Contaminación en Aisladores NGK ” por el INIE (Instituto de Investigaciones Energéticas y Servicios de Ingeniería Eléctrica).
- 4.- Catálogo Siemens de Interruptor de Potencia 3AP1 F1.
- 5.- Catálogo Siemens de Interruptor de Potencia al Vacío 3AH1