

**CAPITULO III**

**MANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

**SUBESTACIÓN ELECTRICA NOVACERO S.A.**

**PROPUESTA**

**1. INTRODUCCIÓN**

NOVACERO Planta Lasso, se encuentra ubicada en la provincia de Cotopaxi, en el km. 15 de la Panamericana Norte, en el sector de Mulaló. NOVACERO se encarga de producir varillas corrugadas para la construcción, y perfiles estructurales laminados en caliente.

El suministro de energía eléctrica se lo tiene a un nivel de voltaje de 138 kV. Esta alimentación tiene una longitud aproximada de 1200 m, esta conectada a la barra de 138 kV de la línea Pucará – Santa Rosa que provee a Subestación Electrica Mulaló de propiedad de CELEC-TRANSELECTRIC SA., la conexión se la realiza de la barra principal y de transferencia, que se ha extendido para estos efectos en una Bahía particular de Novacero instalada en la Subestación Mulaló.

NOVACERO dentro de su expansión consideró la incorporación de un Horno Eléctrico de Arco Directo (EAF), el mismo que entrará en funcionamiento a partir de Agosto del 2009. La demanda del mismo será de 18MVA. Además, la planta

contará con otras cargas de características más comunes como son: laminadora, planta de agua, bombas de agua y otros elementos cuya potencia en total será de 12MVA. De esta manera se completa la demanda solicitada por NOVACERO, la cual es de 30 MVA. Para realizar lo antes mencionado, fue necesario la implementación de una subestación de 138kV/ 18kV–13,8kV de propiedad de NOVACERO.

La Subestación NOVACERO tiene en una extensión de terreno de 100 m x 78m. La misma está constituida principalmente por un autotransformador de 60 MVA a 138 KV y dos transformadores de potencia, el primero de 20 MVA 138kV/18 kV para alimentar al EAF (Horno Eléctrico de Arco), y el otro de 20 MVA 138kV/13,8 kV para alimentar al resto de la planta. La S/E Novacero, está diseñada para trabajar a la intemperie, es de esquema de barra simple. Este esquema está conformado por una sola barra continua, a la cual se conectan directamente los diferentes tramos o bahías de la subestación.

## **2. ALCANCE.**

Tomando en cuenta que las subestaciones son un componente importante de los sistemas de potencia de las empresas, además de ser los de costo económico muy significativo, y que la continuidad del servicio depende en gran parte del buen estado de los equipos que las componen; es necesario aplicar a estos sistemas un adecuado Manejo y Gestión de Mantenimiento.

El presente capítulo tiene como finalidad normalizar los procedimientos que deben seguir los operadores en la operación de las Subestación Eléctrica Novacero, tanto en condiciones normales como de emergencia, y en su relación de dependencia con el Centro de Operación de CELEC-TRANSELECTRIC (COT), evitar de esta manera malos entendidos y operación errónea, todo esto en conjunto con el CENACE.

Estas Especificaciones Técnicas Generales establecen los requisitos de pruebas, operación y mantenimiento de los equipos eléctricos de la Subestación Eléctrica Novacero. En caso de divergencia entre estas especificaciones y las particulares de cada tipo de equipos, regirá lo que se indique en las especificaciones particulares dados en las guías, data book o respaldos de cada equipo.

### **3. OBJETIVOS.**

- Regir y guiar acciones de la operación y con procedimientos seguros para LA SUBESTACION NOVACERO S.A., bajo normatividad vigente que garantice la fiabilidad del servicio, y así optimizar el rendimiento, sin riesgos para el personal y los equipos eléctricos.
- Establecer los procedimientos para lograr la máxima disponibilidad del sistema y ayude ha establecer pautas para el mantenimiento, adoptando una función de costos que rijan un mantenimiento confiable.
- Difundir y socializar procedimientos en la operación, en el mantenimiento de LA SUBESTACION NOVACERO S.A. a través de especificaciones y recomendaciones de fabricantes y experiencia para estandarizar la seguridad y optimizar el mantenimiento con registros normalizados que se llevarán en el DATASTREAM 7i.
- Implementar, aplicar, vincular al mantenimiento con las operaciones y la seguridad unidas en base a los requerimientos de LA SUBESTACION NOVACERO S.A. para precautelar la integridad física de los obreros y permitir un óptimo funcionamiento de los equipos de la subestación con una guía que determine la acción recomendada.

## **NORMAS GENERALES**

Los Operadores de las subestación Novacero deben velar por la buena conservación de los equipos y de sus partes, por lo tanto cualquier acción que tomen durante la operación deberá estar guiada a la precaución y la seguridad.

Cualquier maniobra u operación que afecte o pueda incidir en la operación normal del Sistema Nacional Interconectado o a los sistemas locales debe realizarse con el conocimiento y aprobación del Jefe de Operación y Manejo Eléctrico en conjunto con el COT (Operador S/E Mulaló) y el CENACE. El Operador podrá tomar decisiones que afecten a la operación del sistema únicamente en casos de emergencia y para salvaguardar el equipo a su cargo.

El Operador debe reportar al CENACE y a la dirección técnica de la empresa, cualquier variación o fenómeno anormal que a su criterio, puedan afectar a la correcta operación del Sistema Nacional o a la de los equipos de las subestaciones.

Los Operador deberán seguir fielmente las instrucciones que se den desde el CENACE. Si no es posible efectuarlas, deberán informar las causas por las cuales no se puede realizar tal o cual maniobra.

EL Operador no debe abandonar bajo ningún concepto el área de trabajo sin la aprobación específica del Jefe de Operación y Manejo Eléctrico y si no es previamente reemplazado.

Si un Operador requiere un cambio de turno, con otro que previamente esté de acuerdo con el cambio; el interesado deberá solicitar la aprobación respectiva al Jefe de Operación y Manejo Eléctrico.

# PRIMERA PARTE

## GENERALIDADES

### 4. CONDICIONES GENERALES DE LA SUBESTACIÓN NOVACERO S.A.

#### 4.1. Ubicación política territorial.

**Provincia:** Cotopaxi.

**Cantón:** Latacunga.

**Parroquia:** Tanicuchi.

#### 4.2. Ubicación geográfica.

**Lugar:** Panamericana Norte Km. 15

**Longitud:** 78°37'28" O

**Latitud:** 00°46'18" S

**Altitud:** 2850 m.s.n.m.

#### 4.2. Condiciones ambientales

**Temperatura ambiente máxima:** 30 °C.

**Temperatura ambiente mínima:** 2 °C.

**Temperatura promedio:** 12 °C

**Humedad relativa:** 65%

**Precipitación promedio anual:** 800 mm.

**Velocidad máxima del viento:** 90 km/h.

**Nivel Isoceraunico:** 30, = 1.9 descargas anuales/ km<sup>2</sup>

**Contaminación del aire:** Ligeramente contaminado.

#### Condiciones del suelo:

**Textura:** Franco arenoso, pedroso.

**PH:** 7.0

**Resistividad:** 0.9 Ω

**Topografía:** plana

**Condiciones sísmicas:** Horizontal 0.3 G; Vertical 0.15 G

## 5. ESPECIFICACIONES ESTANDARIZADAS

A menos que en las especificaciones técnicas particulares se solicite la aplicación de otras normas, se emplearán las siguientes para todo material, equipo, mano de obra, ensayos y pruebas.

IEC	Commission Electrotechnique International
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
ANSI	American National Standard Institute
ISO	International Standard Organization
NTE	Norma Técnica Ecuatoriana
ASME	American Society of Mechanical Engineers
NEC	National Electric Code (E.E.U.U)
ASTM	American Society for Testing and Materials
AEIC	Association of Edison Illuminating Companies
AWS	American Welding Society
DIN	Deutsche Industries Norman
EEI	Edison Electric Institute
ISA	Instrument Society of America
ICEA	Insulated Cable Engineers Association
NEMA	National Electrical Manufacturers Association
NFPA	National Fire Protection Association
UTE	Union Technique Electrica

## **6. REFERENCIAS TECNICAS:**

Norma ISO 9001:2000 Sistemas de Gestión de la Calidad-Requisitos.

Regulación CONELEC 004/01 (Calidad del Servicio).

Regulación CONELEC 004/02 (Transacciones kVAR en el MEM).

Regulación CONELEC 004/03 (Medición Comercial).

Regulación CONELEC 006/00 (Procedimiento de Despacho y Operación).

Regulación CONELEC 007/00 (Procedimiento del MEM).

Regulación CONELEC 003/08 (Calidad de Transporte y Servicio del SNI).

Instructivo de Maniobras del Sistema de Subtransmisión (69KV).

Procedimiento de Operación y Mantenimiento de Redes de Medio y Bajo Voltaje, código: DE.OA.751.PR.01

Manual de Mantenimiento de Equipos (Proporcionado por el fabricante).

### **6.1.DIAGRAMAS:**

#### **6.1.1. DIAGRAMA UNIFILAR.**

(Anexo 01)

#### **6.1.2. LAY OUT AS BUILT.**

(Anexo 014)

**TABLA 16. DATOS PRINCIPALES DE LA SUBESTACIÓN NAVACERO.**

<b>DESIGNACIÓN</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>138Kv</b>	<b>18Kv</b>	<b>13.8kV</b>
<b>Particularidades</b>				
Numero de Fases	-	3	3	3
Neutro a tierra	-	<b>Aterrizado</b>	<b>Aterrizado</b>	<b>Aterrizado</b>
Frecuencia	<b>Hz</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>60</b>
Voltaje nominal	<b>kV</b>	<b>138</b>	<b>18</b>	<b>13.8</b>
Voltaje Máximo	<b>kV</b>	<b>155.2</b>	<b>18.9</b>	<b>14.4</b>
Voltaje Mínimo	<b>kV</b>	<b>120.7</b>	<b>17.1</b>	<b>13.1</b>
Corriente Nominal	<b>A</b>	<b>251</b>	<b>641.1</b>	<b>836.7</b>
Corriente Máxima	<b>A</b>	<b>286.9</b>	<b>675.2</b>	<b>881.4</b>
<b>Voltaje de impulso a frecuencia Industrial en 1 minuto</b>				
Tierra – Fases	<b>kVrms</b>	<b>70</b>	<b>38</b>	<b>38</b>
Distancias de aislamiento	<b>kVrms</b>	<b>230</b>	<b>95</b>	<b>95</b>
<b>Voltaje de impulso atmosféricos</b>				
Tierra – Fases	<b>kVpico</b>	<b>200</b>	<b>95</b>	<b>95</b>
Distancias de Aislamiento	<b>kVpico</b>	<b>550</b>	<b>550</b>	<b>550</b>
<b>Cortocircuito</b>				
Corriente Máxima	<b>KArms</b>	<b>5.50</b>	<b>3.00</b>	<b>4.50</b>
Corriente Pico	<b>KApico</b>	<b>11.15</b>	<b>5.38</b>	<b>6.50</b>

## 7. DESIGNACIÓN DE CÓDIGO DE COLORES PARA FASES.

Fase	Designación	Color
1(A)	R	Azul
2 (B)	S	Amarillo
3 (C)	T	Rojo

Estas son las consideraciones que se han tomado para todas las designaciones en los planos y diagramas, además de estar señalado en los equipos de la Subestación.

## 8. DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Es la mínima distancia en aire, requerida entre fases energizadas a diferente potencial. La norma IEC 71-A de 1962 y considerando altura de operación.

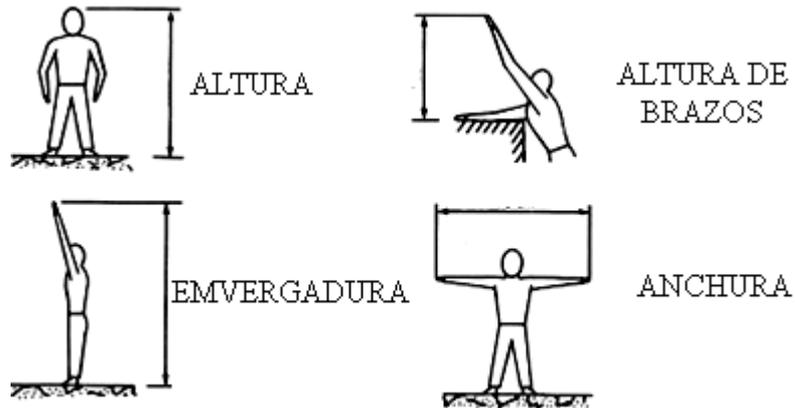
**TABLA 15. DISTANCIAS REFERENTES DE SEGURIDAD**

NIVEL DE TENSIÓN	ALTURA MÍNIMA DE LAS PARTES VIVAS DESCUBIERTAS	DISTANCIA HORIZONTAL MÍNIMA A PARTES VIVAS DESCUBIERTAS	DISTANCI A MÍNIMA ENTRE FASES	DISTANCIA MÍNIMA DE FASE A NEUTRO.
13.8 Kv	2.60 m	1.00 m	0.45 m	0.30 m
18 kV	2.80 m	1.10 m	0.60 m	0.45 m
69 kV	3.20 m	1.50 m	1.12 m	0.80
138 kV	3.70 m	1.90 m	2.40 m	1.60 m

### 8.1. Distancias de Operadores o usuarios de la Subestación Eléctrica.

A continuación se presenta un gráfico de las diferentes distancias de seguridad en las subestaciones:

**TABLA 16., GRAFICO 6. DISTANCIA DE OPERADORES**



PARÁMETRO	MEDIDAS
Altura Promedio	165 cm
Envergadura	225 cm
Achura	175 cm
Altura de brazos	115 cm

Se ha encontrado tablas que rigen las distancias para valores mas comunes de voltaje que se presentan a continuación:

**TABLA 17. DATOS DE REFERENCIA.**

PARÁMETROS	138 kV
Distancia fase – tierra.	160 cm
Distancia fase – fase.	190 cm

<b>Altura de barras sobre el suelo.</b>	7.5 m
<b>Altura de los equipos.</b>	4.0 m
<b>Zona de trabajo</b>	3,5 m

En lo que respecta al personal las zonas de seguridad, la altura mínima es la suma de la distancia fase tierra aumentada en 2.44 m que es la altura que puede alcanzar un operador de talla media con un brazo levantado.

En el caso de *las distancias de separaciones entre equipos* no requieren el considerar distancias dieléctricas ni de seguridad, ni dependen de la altura ni de las condiciones ambientales del sitio donde esta la subestación, sino que se establecen con el criterio de facilitar la operación y el mantenimiento de los elementos desenergizados, ya que ninguno de ellos puede ser objeto de mantenimiento sin previa desconexión y aterrizamiento de la línea de transmisión a la que esta conectado. Hay que tomar en cuenta que se debe analizar las zonas de seguridad por circulación del personal.

## **9. Advertencias especiales.**

### **9.1. Tarjetas de Precaución de Equipo Modificado y de Peligro**

En la operación de todo sistema eléctrico se utilizan medios para colocar avisos en los equipos que conectan el voltaje a elementos del sistema (transformadores, capacitancias, líneas etc.) cuya posición, volumen o longitud puede requerir que el personal que trabaje en ellos necesariamente se tenga que alejarse del sitio de conexión y no se pueda vigilar que dicho elemento no sea operado mientras el personal esté trabajando, con el consecuente peligro a la integridad física del referido personal.

Estos avisos normalmente se preparan en forma de tarjeta, las cuales son colocadas en las manecillas de los interruptores indicando claramente el tipo de operación y los responsables de que el equipo haya salido de servicio bajo el permiso del el Jefe Operación y Manejo Eléctrico.

Las tarjetas comúnmente usadas son:

Tarjetas de Peligro.

Tarjetas de Precaución.

Tarjetas de Modificación

### **9.1.1. Tarjetas de Peligro**

Las tarjetas de Peligro serán colocadas en los interruptores o manijas abiertas y comandos remotos de las instalaciones implicadas en una operación, sea programada o de emergencia, como una forma de indicar que nadie, bajo ningún concepto, podrá cerrar dichos interruptores sin antes confirmar con el solicitante del trabajo, aunque el personal que labora en las líneas y equipo esté fuera de las mismas. En dichas tarjetas, de color rojo, se especificará qué persona es la responsable de los trabajos de campo, en que fecha y hora se dispuso la instalación para el trabajo, así como un mensaje visible en la misma que indique: PELIGRO NO LO CIERRE, PERSONAL LABORANDO EN LA LÍNEA.

Si el responsable de los trabajos de campo no esta disponible en el momento en que se desee el cierre de los interruptores, se referirá esto el Jefe Operación y Manejo Eléctrico, quien tomará las previsiones de lugar, de fiel acuerdo con los procedimientos de permisos de operación.

### **9.1.2. Tarjetas de Precaución**

El uso de las Tarjetas de Precaución se regirá bajo las siguientes condiciones:

La Tarjeta de Precaución es el medio utilizado para evitar volver a cerrar un interruptor después que el mismo ha desconectado por operación automática de los relés, sin que haya pasado cierto tiempo y se haya podido verificar las condiciones bajo las cuales ha ocurrido la operación del relé. Cualquier persona que desee trabajar en un equipo en la cercanía o debajo de líneas con voltaje o próxima a equipos expuestos a voltajes peligrosos, donde haya la posibilidad de producirse un arco o cualquier otro peligro parecido, lo hará únicamente cuando se haya obtenido una orden de precaución del Jefe Operación y Manejo Eléctrico y se haya instalado las Tarjetas de Precaución amarillas y el mismo dará la orden de retirarlas.

El hecho de que exista una Tarjeta de Precaución en cualquier interruptor del sistema significa que automáticamente queda cancelado el derecho de prueba sobre esa línea.

Una Tarjeta de Precaución deberá ser puesta en servicio con una orden del Jefe Operación y Manejo Eléctrico y deberá ser retirada con otra del mismo personal.

### **9.1.3. Tarjetas de Equipo Modificado**

El uso de las tarjetas de Equipo Modificado aplicará en todo momento cuando se hace algún trabajo en un equipo temporalmente, quedando el mismo con protección defectuosa, o cuando se modifica en alguna forma las condiciones del equipo, cambiando su modo de operación. Cuando sea necesario cambiar el ajuste de los dispositivos deberá colocarse al en una tarjeta blanca de Equipo Modificado, la cual podrá ser retirada únicamente cuando el procedimiento de protección del sistema haya sido modificado o devuelto a la normalidad e incluya este cambio en la revisión.

En general la orden de equipo modificado deberá ser aplicada en todos los casos en que cualquier equipo, línea de transmisión, mecanismo, etc., se haya modificado en alguna forma respecto de las condiciones normales del mismo o se le haya cambiado los ajustes, de tal manera que las características de este equipo hayan quedado en alguna forma afectadas y se mantendrán en todo momento dichas tarjetas hasta que las modificaciones hayan sido finalmente anotadas en las revisiones que se hagan a los procedimientos de despacho.

## **SEGUNDA PARTE**

### **LA OPERACIÓN**

#### **10. CONDICIONES GENERALES**

##### **10.1. Generalidades**

Se considera el procesamiento de datos, la ejecución de maniobras, garantizando la operatividad del Sistema Eléctrico de la Subestación NOVACERO, también considera el mantenimiento correctivo y preventivo, para garantizar la disponibilidad de energía para la producción de todas sus plantas.

##### **10.2. Autoridad y responsabilidad.**

NOVACERO tiene absoluto dominio de la subestación y de la línea de transmisión que la alimenta, de igual manera de la bahía instalada en la subestación Mulaló, pero esta llevara subcontratación para el mantenimiento por exigencias de CELEC-TRANSELECTRIC S.A.

Las relaciones operativas de la subestación NOVACERO S.A. se lo realiza con:

CELEC-TRANSELECTRIC S.A con relación a la transmisión y control De la bahía en la Subestación Mulaló.

CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) con relación al control de energía y el Mercado Eléctrico Mayorista MEM.

CONELEC (El Consejo Nacional de Electricidad) entidad que rige todo la normatividad con relación a la electricidad.

Para el caso expreso de responsabilidad están 3 personas como operadores de la Subestación que tendrán a su cargo la operación de todo el sistema y que se referirá en una guía para acciones que debe tomar con respecto a la operación. El Jefe de Operación y Manejo Eléctrico de la Subestación es el responsable de que el personal bajo su mando siga las instrucciones descritas, de administrar la Subestación, y Operaciones que deban realizarse dentro de esta, para el caso de la bahía de control instalada en la Subestación, esta tendrán autoridad CELEC-TRANSELECTRIC en coordinación con el representante de la empresa NOVACERO.

### **10.3. Comunicación, reportes y relación de la Empresa con el Centro de Control de Energía.**

El Jefe de Operación y Manejo Eléctrico de la Subestación será el enlace con las entidades externas que se deban vincularse para trabajos que se debieran comunicarse con las empresas afines. Toda interacción sobre la operación de la Subestación, bajo condiciones normales en conexión al Sistema Interconectado, deberá ser canalizada y notificada por el operador al Jefe de Operación y Manejo Eléctrico y este si lo es necesario al Centro de Control de Energía, previa anticipación y cumplimiento de documentación que respalde las actividades que se requiera.

La Autoridad competente de la entidad CENACE, quien es responsable de la fiel aplicación de lo acordado con el representante de NOVACERO para acordar energización desenergización y la operación bajo condiciones anormales de operación o variantes asociadas.

Cuando existan anomalías o perturbaciones del sistema y se llegue a un acuerdo del mismo, el Jefe de Operación y Manejo Eléctrico de la Subestación indicará al operador o representante legal y competente de la Subestación Mulaló en caso mayor al COT (Centro de Operaciones de CELEC-TRANSELECTRIC) según el esquema de alivio de carga por baja frecuencia, o el CENACE para coordinar acciones temporales, mientras se solucione o dure la perturbación.

Cuando se genere una situación de emergencia extrema se actuará según el instructivo de emergencia. Los acuerdos de operación relacionados con la operación tanto de la S/E Novacero como con la bahía Mulaló en tiempo real de las instalaciones serán transmitidos vía radio en la frecuencia que indique el Jefe de Operación y Manejo Eléctrico o en su defecto vía teléfono. La información relativa a reportes técnicos además de medio escrito deberá ser transmitida vía correo electrónico.

#### **10.4. Operación en Condiciones Normales**

Día a día se registrará las actividades, datos realizados con los equipos o las maniobras que se realicen en la Subestación o específicamente en los equipos, con esto se podrán verificar las frecuencias del control, de fallas y novedades sincronizadas con el correspondiente el Jefe de Operación y Manejo Eléctrico que supervisará el cumplimiento de los procedimientos. Para todo tipo de movimiento de carga que involucre operar elementos del sistema de la Bahía o S/E, el Jefe de Operación y Manejo Eléctrico avisará sobre su intención al Jefe Departamental de cada una de las plantas de la Empresa para coordinar y evitar pérdidas o daños en los equipos.

Para el caso de requerir cortes no programados en la Subestación que impliquen cargas considerables, se deberá comunicar al CENACE y seguir procedimiento para desconectar, notificar la causa de salida y novedades de los equipos.

#### **10.5. Operación en condiciones de Emergencia**

Se entenderá como condición de emergencia aquella condición en la cual los parámetros de tensión, frecuencia o carga en la red, salen de los rangos establecidos afectando la calidad del servicio y poniendo en riesgo los equipos y en consecuencia la estabilidad del

sistema interconectado o aquella condición en que una instalación del distribuidor se ve en peligro por hasta por un agente externo (incendios, inundaciones, temblores, erupción volcánica, etc.) En caso de salidas de unidades del Sistema Nacional Interconectado

Durante una situación de emergencia que pueda involucrar la salida total de la Subestación del Sistema Nacional Interconectado, la operación será en conjunto entre el CENACE y los Centros de Control (COT) para poder suspenderse a criterio,

Para esto, el CENACE indicará a los Centros de Control sobre el ingreso a tal situación. A partir de ese instante toda maniobra de los sistemas de distribución estará supeditada a las instrucciones del CENACE, quien dará las instrucciones necesarias a través del Centros de Operación CELEC-TRASELECTRIC (COT) a los operadores de la Subestación Mulaló, para llevar el instructivo de emergencia de la mejor manera para determinar condiciones de estabilidad para reconexión.

Si la condición de emergencia es exclusiva de una subestación de distribución el operador de la subestación podrá interrumpir el servicio de inmediato para preservar las instalaciones involucradas, informando a la brevedad al CENACE, vía el Jefe de Operación y Manejo Eléctrico, o directamente si el Jefe estuviere ausente.

Así mismo, si se requiriese apoyo de apertura de línea de transmisión debido a imposibilidad de acceso a los interruptores, la bahía Novacero en la Subestación Mulaló, CELEC-TRANSELECTRIC coordinará prioritariamente la apertura de los interruptores necesarios para aislar dichas instalaciones.

## **10.6. Reportes de la Operación**

A continuación se detalla los tipos de informes a presentar a la Gerencia de la Empresa, dependiendo de su periodicidad:

**Anual:** Se preparará un informe anual con una síntesis de las condiciones de las operaciones y mantenimientos que se realizó.

**Mensual:** Se presentará antes de terminar el mes al cual corresponde, un informe pormenorizado de la Operación y el Programa de Mediano Plazo.

**Diario:** Se deberá remitir a los Agentes del MEM antes de lo establecido, un informe para las veinticuatro 24 horas del día anterior con el despacho ejecutado y con los hechos relevantes que hayan sucedido.

Este informe se enviará vía correo electrónico o medio equivalente; pudiendo utilizarse fax solamente en caso de desperfecto de los otros medios. Se llevará sus propias estadísticas para generar informes especiales y utilizará la información pertinente para procesar los datos de operación que servirán de base para el cálculo de las transacciones comerciales.

### **10.7. Análisis de Fallas**

Se debe establecer una metodología de registro de información y de análisis de las fallas que ocurran en la Subestación Eléctrica que determinen causas, consecuencias y las medidas adoptadas para evitar la repetición de la falla.

Los datos correspondientes al evento deberán ser enviados al Jefe de Operación y Manejo Eléctrico por parte del operador lo antes posible.

En la comunicación se establecerá la posible falla para el respectivo análisis con un flujo, capaz que esta permita una rápida identificación de la falla y sus medidas correctivas para lograr una operación aceptable post falla, y para efectivizar las medidas que permitan evitar, en lo posible, situaciones semejantes en el futuro.

Si la falla analizada provoca cambios en la red, cortes de demanda, actuación de alarmas, falsas actuaciones de protecciones, normalización dificultosa o prolongada del sistema,

su análisis abarca, un análisis mas detenido, inclusive en caso de que la falla sea simple, se pueda definir en forma clara las causas.

#### **10.8. Maniobras realizadas para Normalizar el Servicio**

En este punto se debe indicar las principales maniobras realizadas en las redes de Alta Tensión y las principales en las de tensiones menores para llegar a la configuración normal, en orden cronológico e indicando horario de ocurrencia de cada una de ellas.

Se deberán también incluir, cuando corresponda, comentarios u observaciones sobre las posibles dificultades que se presentaron en la normalización del sistema y que ocasionaron retardos en la misma, ya sea de carácter operativo, de comunicaciones o de falla de algún equipamiento.

#### **10.9. Análisis de las Actuaciones de Protecciones.**

Se debe realizar un análisis de los eventos ocurridos, indicando qué protecciones actuaron de acuerdo a lo previsto y cuáles no, consecuencias de la falla en las protecciones si las hubiera.

#### **10.10. Inspección visual en la Operación.**

Se efectúa diariamente con la operación, sin desenergizar, no utiliza herramientas ni instrumentos en la mayor parte de los casos, y como su nombre lo indica consiste sólo en inspecciones visuales.

Tiene la finalidad de revisar visualmente el estado exterior de los equipos, anotándose en una bitácora los resultados de dicha inspección y se los dará un calificativo del estado y para cada uno de los equipos se dará como instructivo lo que se va observar. El calificativo será el siguiente:

**Grave (G):** Significa un estado de avería del equipo mostrado en el exterior, que implicará informe para programación de mantenimiento correctivo. Ejemplos para relacionar el estado para la calificación: Cimientos quebrados, falta de perfiles o pernos de la estructura, perfiles dañados, conexión a tierra suelta, cables sueltos (no aislados) en el mando, baja densidad en las celdas del banco de baterías, manchas graves de aceite, fuga del aislante (SF<sub>6</sub>, aceite), porcelanas seriamente dañadas, rotas o fogoneadas, daños en anillos equipotenciales.

**Leve (L):** Significa que el daño es menor, avería menor que puede solucionarse cuando se efectúe el informe para mantenimiento programado y se relacionara con problemas así: leve daño en porcelanas, polvo en el mando, daños menores en el mando, aisladores rajados, manchas leves de aceite o de óxido, polvo en las porcelanas, falta de señalización de seguridad, el patio no está limpio, visores de aceite sucios

**Sin novedad (Sn):** Significa que el equipo está en buen estado, visto exteriormente, implica la ausencia de los casos antes señalados.

## **11. OPERACIÓN GENERAL DE EQUIPOS DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.**

### **11.1. OPERACIÓN PARA LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y AUTOTRANSFORMADOR**

Los transformadores eléctricos son equipos que, como otros, envuelven cuidados especiales que deben ser tomados como condición de funcionamiento y duración satisfactoria. Se espera obtener un rendimiento óptimo por tal motivo se

requiere las instrucciones debidas para que, desde el momento de energizar el transformador, el mismo sea mantenido en condiciones que resulten en un desempeño que corresponda a todas las expectativas.

### **11.1.2. Normalización**

Mientras no se indique explícitamente lo contrario dentro de estas especificaciones, los Transformadores y Autotransformador deben satisfacer en general las normas aplicables particulares de la publicación IEC 76

### **11.1.3. Observaciones de Transformador de potencia**

Construcciones civiles, tanque, conexión a tierra, porcelanas de los bushings, limpieza general, tanque conservador, radiadores, ventiladores, silicagel, relé Buchholz, cambiador de taps, manómetro, vacuómetro, nivel de aceite, indicador de temperatura, caja de control, temperaturas de aceite y devanados.

### **11.1.4. Las consideraciones de operación.**

#### **Temperatura ambiente y elevación.**

Para efectos de operación es muy importante la temperatura ambiente, el enfriamiento del aceite dieléctrico se enfría por aire por tal motivo la temperatura ambiente no deberá exceder de 40 °C y el promedio de temperatura del ambiente de

la Subestación Novacero esta en 14°C y los rangos de variación no llegan a los límites establecidos. La temperatura normal de trabajo bajo carga es de 15 a 25 °C.

### **Cambiador de Derivaciones**

Esta la capacidad que posee los transformadores con el fin de regular la tensión bajo anomalías del sistema, los transformadores de la Subestación Novacero intercambiador de derivaciones manual sin carga, cuentan con 4 devanados de 2.5% de la tensión nominal, 2 superiores y 2 inferiores para fines de regular las tensiones de salida.

Mientras que el Autotransformador posee un sistema de intercambiador de derivaciones automático y bajo carga, este realizara la regulación por si solo pero se debe estar pendiente de su funcionamiento, este tiene un solo devanado pero cuenta con 24 puntos para regular tensión 12 arriba y 12 abajo.

### **Verificación del nivel del aceite dieléctrico:**

El aceite aislante o dieléctrico del transformador y del conmutador bajo carga en cada caso este habrá que ver si el nivel es el correcto, basta con observar en el tanque del conservador si está correcto, si hay necesidad de completar hay que realizar un reporte de anomalías para dar trámite a la falencia.

### **Verificación de la existencia de pérdida de aceite dieléctrico:**

Es muy fundamental, aunque durante el período de instalación del transformador se ha efectuado inspecciones para verificar existencia de pérdidas, se recomienda que, se realice con la frecuencia estipulada en la tabla de mantenimiento, aun mas

durante la primera semana de funcionamiento, estas sean repetidas, debido al aumento de fluidez del líquido aislante ocasionado por el aumento normal de temperatura del transformador en funcionamiento.

Puntos que deberán ser examinados:

- Válvulas de drenaje
- Válvulas de muestreo
- Válvulas de los radiadores
- Tapas del transformador
- Ventanas de inspección laterales
- Accionamiento del conmutador caso sea lateral.

#### **Verificación del nivel de ruido:**

Las vibraciones de un transformador en servicio además del ruido interno normal que ocasionan, actúan también sobre los elementos acoplados al mismo, tales como tuberías del cableado y ventiladores.

#### **Verificación de elevación de temperatura:**

El transformador es normalmente provisto de termómetro del aceite dieléctrico y termómetro del devanado. Las lecturas de estos termómetros deben ser registradas

diariamente durante los primeros días después de la puesta en marcha, luego la frecuencia cambiará, bien como la temperatura ambiente.

### **Sobrecargas y respuesta de los indicadores de temperatura:**

La temperatura del aceite dieléctrico y de los devanados se debe mantener dentro de los límites especificados, como indica en la placa del transformador. La potencia nominal asociada con temperatura ambiente media, y la altitud deben ser respetadas para mantener la temperatura del líquido aislante y de los devanados dentro de los valores normales.

El indicador de temperatura del devanado tiene una respuesta rápida a sobrecargas y provee una mejor protección aunque sea para cortos periodos porque el sistema de imagen térmica está basado en la variación de corriente de operación del transformador.

### **Temperatura Ambiente Excesiva:**

La temperatura ambiente es la temperatura de referencia para las elevaciones de temperatura permitidas por la norma. Si el aumento es excesivo, va a repercutir en la temperatura mostrada en los termómetros. En este caso, se debe mejorar la ventilación en el ambiente, principalmente en transformadores para uso interno.

### **Ventilación suficiente:**

Si ocurre un aumento de temperatura excesivo, verificar si el sistema de enfriamiento está operando satisfactoriamente para dar ventilación necesaria

### **Verificar los deshumificadores de aire:**

Todos los transformadores eléctricos del tipo no sellado son dotados de respiraderos. La finalidad de este accesorio es equalizar la presión interna del transformador con la atmosférica, permitiendo la entrada y salida de aire conforme el aceite dieléctrico se dilata o se contrae en función del ciclo térmico. En este respiradero esta acoplada una envoltura de sílica-gel, que es muy útil para la deshumidificación del aire que entra en el transformador.

La sílica gel, es altamente higroscópica, que posee un período de actuación en el fin del cual la misma queda saturada de humedad, cuando entonces necesite ser sustituida. El indicativo de esta saturación es dado por el color que pasa de blanco o azul (buenas condiciones) para rosado (saturado).

### **Verificación del funcionamiento de los ventiladores:**

Todos los ventiladores deben ser accionados por la llave conmutadora "automático-manual" que existe dentro la caja de control y en la sala de comando. Esta llave estará normalmente en la posición *Automático*. Se debe entonces conmutarla para posición *Manual*, observar si todos los ventiladores están funcionando y si el sentido del movimiento del aire es en dirección a los radiadores.

### **Ensayo aceite dieléctrico:**

Para este ensayo, es necesario tomar una muestra directa del aceite dieléctrico del transformador, esta tarea sólo podrá ser realizada por personas de contratación caso explicito de la subestación, pero se tomara en cuenta las siguientes consideraciones:

- Deberá ser ejecutada en días de poco viento y baja humedad en el aire.
- Las muestras de transformadores con conservador, deben ser tomadas con el transformador en funcionamiento en sus condiciones normales. Esto es importante para conocerse la producción de gas.
- La muestra debe ser recogida por personal especializado, en frasco de vidrio ámbar, con las paredes libres de porosidades.
- El vidrio deberá estar temperado, con capacidad para 2 litros aproximadamente, de boca de 32mm y tapa de vidrio esmerilado de padrón internacional.
- Llenar el frasco, fijar la tapa para transporte e identificar apropiadamente, antes de su utilización, los frascos deben ser lavados, y preparados.

Para el análisis cromatográfico se debe utilizar jeringas, para retirada de muestra de aceite, (jeringas de vidrio). De cualquier forma el punto de retirada debe ser escogido dónde la muestra sea representativa y no sujeta a modificaciones, tales como las debidas por cavitaciones de bombas de aceite.

#### **La Prueba de aceite dieléctrico:**

Si por acaso el líquido aislante no presente condiciones de norma para funcionamiento, se debe proceder según las instrucciones específicas sobre el aceite.

#### **Verificar la limpieza de los radiadores y tanque (cuerpo principal):**

Los transformadores de instalación se encuentran sujetos a intemperies y a la exposición y deposición a elementos tales como polvo, sal, azufre y cemento

que pueden formar sobre su tanque y radiadores camadas que, además de favorecer la oxidación, dificultan la disipación del calor generado en su funcionamiento.

### **Limpieza de bushings y pararrayos (transformador sin funcionar):**

Estos elementos están sujetos a la exposición y deposición de impurezas como el polvo, que pueden comprometer su función de aisladores dando condiciones a fugas superficiales de corriente, para lo cual se recomienda llevar una limpieza periódica así:

Limpieza gruesa y final: La camada gruesa de deposición debe ser removida a través de raspado con una herramienta leve, teniendo el cuidado de no deteriorar la porcelana. Limpieza: Con una estopa humedecida en solvente, remover las deposiciones restantes, pasando después de cierto tiempo para la remoción final. Una estopa limpia deberá devolver el brillo natural de la porcelana. Durante la última etapa, verificar la existencia de rajaduras en la porcelana.

### **Verificar el estado de la pintura:**

Debe ser efectuado un examen visual del estado general del tanque y de sus accesorios para verificación de la existencia de puntos de oxidación. Caso constatados proceder a reporte para ser arreglado.

- Retirar partes oxidadas de los mismos a través de lija o cepillo de acero.
- Aplicación de pintura fondo en los locales previamente preparados.
- Aplicación de pintura anticorrosiva de acabamiento.

### **Verificar el nivel de aceite en las cavidades de los termómetros:**

Las temperaturas del aceite dieléctrico y de los devanados son indicadas por los termómetros cuyos elementos medidores se encuentran localizados en compartimientos estanques en la tapa del transformador.

Estos pozos se deben mantener siempre llenos de líquido aislante para que la temperatura sea fielmente indicada por los termómetros. En el caso de cavidades de reserva, cuando se utilicen, proceder de la misma forma.

### **Verificación de los instrumentos:**

Termómetro: Ensayar la operación de los contactos del termómetro del líquido aislante y del devanado. Para esto se debe retirar el sensor del pozo y calentarlo lentamente, hasta que llegue a la temperatura de actuación de cada contacto, según el diagrama de circuitos auxiliares.

Para calentar el sensor sugerimos colocarlo en un recipiente con aceite dieléctrico y si es posible, colocar junto otro termómetro para comparación. Si se prefiere, el termómetro y su sensor pueden ser retirados del transformador para realizar este ensayo.

### **Verificación del tanque conservador y el relé Buchholz.**

Este tipo de conservador no requiere, normalmente, ningún mantenimiento. Es aconsejable verificar que el orificio de entrada del tubo de respiro no esté obstruido. Para la manutención del secador de aire, consultar en el manual de instrucción del transformador.

La bolsa de goma es un accesorio opcional para transformadores equipados con conservador de aceite (tanque de expansión). Su finalidad es evitar el contacto

del líquido aislante con la atmósfera preservándolo de esta forma de la humedad y de la oxidación. El contacto de la bolsa con la atmósfera es hecha a través de un respiradero de sílica-gel que mantiene el aire seco en su interior, permitiendo que se infle o desinfe con las variaciones de volumen del líquido aislante.

La válvula estabilizadora de presión es abierta sólo para la realización de vacío o de ensayos de estanquedad. Con el transformador en operación normal esta válvula debe permanecer cerrada.

### **Lubricación de las ruedas:**

Debido a condiciones climáticas, podrá ocurrir el envejecimiento o remoción con pérdidas de propiedad del lubricante en los cojinetes de deslizamiento de las ruedas del transformador.

Se recomienda, por tanto, renovación del lubricante a través de la grasera existente en el eje por bomba manual o automática. Lubrificante recomendado: Grasa n° 2 EP según fabricante o Multiuso.

### **Análisis de gases disueltos (cromatografía):**

Debe ser realizada anualmente y sirve para la detección de fallas y acompañamiento del envejecimiento de la aislación del transformador. Por posibilidades de la empresa esta tarea sólo podrá ser realizada por personas de contratación caso expreso de la subestación, pero se tomara en cuenta las siguientes consideraciones:

El análisis cromatográfico de los gases disueltos en el aceite es hecha en tres etapas: muestreo del aceite, extracción de los gases de la muestra del aceite y análisis de los gases extraídos de la muestra en el cromatógrafo de gases.

Y para mayor información el fabricante recomienda obtenerlas en las normas NBR 7070 y 7274 da ABNT.

### **Limpiar contactos de ligaciones externas**

Las ligaciones de los terminales de los bushings con los cables de alimentación o de carga de los transformadores, normalmente, son hechos a través de conectores del tipo presión, contruidos en liga de cobre con alta conductibilidad eléctrica, a fin de obtener la menor resistencia de contacto posible.

Se recomienda que los mismos sean limpiados con cepillo de acero, reconectados y revestidos con grasa u otro producto que proporcione una película inhibidora. Realizar de la misma manera con los conductores de puesta a tierra.

## **11.2. OPERACIÓN PARA LOS DISYUNTORES DE POTENCIA EN SF<sub>6</sub>.**

### **11.2.1. Disyuntores de Potencia en SF<sub>6</sub>.**

Los disyuntores o interruptores automáticos operan con el auxilio de relés que detectan la sobrecorriente producida por una falla y envían una señal al interruptor para que este dispare y corte la corriente abriendo sus contactos.

Estos dispositivos son los más relevantes de los equipos de desconexión, puesto que lo realizan con carga y es el más confiable para realizar cortes, debido a eso la operación y el mantenimiento es muy prescindible.

### **11.2.2. Normalización**

Mientras no se indique explícitamente lo contrario dentro de estas especificaciones, los disyuntores deben satisfacer en general las normas aplicables particulares de la publicación IEC – 62271-100

### **11.2.3. Observaciones.**

#### **Observaciones del disyuntor SF6**

Fundaciones civiles, estructura, conexión a tierra, porcelanas, indicador de estado, mando, borneras, calefacción, hermeticidad, fugas de aceite, presión de gas (N2), número de operaciones, hermeticidad

#### **Dispositivo de liberación de presión excesiva**

Los disyuntores están equipados con dispositivos de liberación de presión que impiden la generación de sobrepresión del gas SF6 dentro de los polos, evitando así todo riesgo de explosión.

#### **Dispositivo de control de gas SF6**

La colocación previa en cada polo de un sistema de presión del gas SF6, mediante presostatos, proporciona señales de alarma eléctricas remotas.

## **Gas SF6**

La utilización del gas SF6 (muy estable y resistente al fuego) como medio de corte elimina cualquier riesgo de incendio.

## **Distancias eléctricas de fuga**

Se han previsto distancias mínimas adecuadas entre las fases y las partes conectadas a tierra para ofrecer unos niveles de aislamiento superiores a los establecidos en la norma. Por tal razón y justificando el diseño la subestación cuenta con sus distancias que se las puede relacionar con la establecidas en las distancias de seguridad.

## **Enclavamientos**

El montaje previo de un selector simple y fiable provisto de enclavamiento mecánico evita manipulaciones peligrosas en la sala de control remoto cuando el personal está realizando trabajos locales en los disyuntores.

## **Fiabilidad/continuidad del servicio**

El diseño del disyuntor de gas SF6 este hecho para ofrecer una elevada fiabilidad durante toda su vida útil estimada y la fiabilidad del equipo por eso es tan importante operarlo bien y darle el mantenimiento requerido.

Experiencia probada en la técnica de corte del arco eléctrico mediante el sistema de auto compresión y autorregulación de la presión del gas SF<sub>6</sub>. Mantenimiento sencillo normalmente supeditado a rápidas comprobaciones periódicas.

Sustitución fácil y rápida de los componentes principales.

Control remoto constante del estado del medio de aislamiento.

Adaptación para instalación en cualquier entorno con temperaturas comprendidas entre 5 °C y +40 °C.

#### **11.2.4. Consideraciones de operación.**

La presión del gas SF<sub>6</sub> y vacío, necesaria para extinguir el arco, se regula automáticamente en el cilindro de soplado por movimiento de contacto durante la apertura, los contactos principales y los contactos del arco están inicialmente cerrados y el resorte de apertura está cargado. Gracias a la energía liberada por el resorte, el contacto móvil se arrastra a la posición de apertura. Durante la misma tienen lugar sucesivamente las siguientes fases:

##### **Compresión previa**

Al principio del movimiento de apertura, el pistón comprime ligeramente el SF<sub>6</sub>, llenando el cilindro de compresión antes de que se abran los contactos del arco.

##### **Extinción y enfriamiento del arco.**

Separación de los contactos principales y transferencia de toda la corriente al circuito de los contactos de arco el SF<sub>6</sub> se inyecta hacia el arco a través de la tobera aislada

correspondiente donde la extinción del arco en la intersección del cero de corriente, finalización del recorrido de apertura del contacto móvil; aumento de la distancia entre los contactos y barrido de todos los productos de arco.

Los polos llevan gas SF<sub>6</sub> a una presión relativa de 400 kPa a 20°C. El control constante de la presión del gas SF<sub>6</sub> dentro del polo se logra a través de un presostato con dos contactos de control. El funcionamiento probado, de tipo mando por acumulación de energía, es apto para la reconexión tripolar, está probado por una larga experiencia de servicio.

El mecanismo de funcionamiento con motor de resorte ha sido diseñado para garantizar una larga vida mecánica, los resortes de cierre se cargan mediante un reductor de velocidad que funciona tanto con tensión de servicio de CD y después de cada operación de cierre, el reductor recarga automáticamente el resorte de cierre. (Tiempo de carga inferior a 15 segundos.)

Los resortes se cargan con la energía acumulada por el resorte durante la operación de cierre del disyuntor. En caso de emergencia, los resortes se pueden cargar manualmente utilizando una palanca de carga manual. Este dispositivo es de tipo extraíble y está situado en la parte frontal del mecanismo de funcionamiento. La energía acumulada puede llevar a cabo el ciclo de apertura-cierre-apertura sin necesidad de recarga.

Las maniobras de apertura y cierre del disyuntor se pueden llevar a cabo bien de forma eléctrica, empleando pulsadores eléctricos que controlan bobinas de apertura y cierre, bien manualmente, empleando pulsadores mecánicos. Existe un mecanismo de funcionamiento está provisto de un selector de tres posiciones (posiciones local/cero/remota con llave extraíble en las posiciones cero y remota, y con un contacto auxiliar para señalar de forma remota las posiciones local y cero).

El acceso a los dispositivos de control y mando del mecanismo de resorte y la impermeabilidad de la caja se obtienen a través de una puerta con bisagras en el lado izquierdo y una junta adecuada:

Los indicadores de posición mecánicos, así como el contador de maniobras, que se encuentran dentro de la caja del mecanismo, pueden verse desde el exterior a través de ventanillas situadas en la puerta frontal de la caja.

La indicación de la posición del disyuntor (abierto-cerrado) se obtiene a través de indicadores de posición mecánicos. Las indicaciones son las siguientes:

Posición abierta: letra “O” negra sobre fondo verde.

Posición cerrada: letra “I” blanca sobre fondo rojo.

### **11.3. OPERACIÓN PARA SECCIONADORES CON PUESTA A TIERRA 138Kv**

#### **11.3.1. Operación para Seccionadores**

El seccionador tripolar se utiliza principalmente para cortes de swicheo para dar un aislamiento físico de la línea para efectos de seccionamiento del suministro de energía sin carga, este seccionador cumple con estandarización y cumple todos los requerimientos que se especifica para seccionadores de esta capacidad.

El mecanismo de operación manual se lo ejecuta utilizando las asas de la palanca e indica el sentido de giro para abrir o cerrar el seccionamiento, este tiene un sistema de protección que no permite poner a tierra cuando los seccionadores estén cerrados, además de tener armellas para poner candados de seguridad.

### **11.3.2. Normalización:**

Estos elementos son de operación tripolar de exteriores de doble apertura horizontal y con puesta a tierra y sirven exclusivamente para desconectar al equipo que se requiere.

Mientras no se indique explícitamente lo contrario dentro de estas especificaciones, los seccionadores deben satisfacer las normas de la Internacional Electrotechnical Comisión IEC- y particularmente las publicaciones No. 129, 60694 y 62271-102 de dichas normas.

### **11.3.3. Observaciones:**

El seccionador tiene un sistema de puesta a tierra que permite ser accionado cuando el seccionado se haya abierto completamente, tiene una estructura de acero y esta completamente galvanizada, el accionamiento de las tres fases son simultaneas, puede ser activada manual y automáticamente.

### **11.3.4. Consideraciones Generales**

El mecanismo de operación automático es accionado con un motor que ayuda a abrir de manera rápida los contactos, pero para la puesta a tierra no dispone de motor, así que es necesario ponerle a tierra manualmente, este es comandado de una caja de control que relés, fusibles y otros, es importante llevar un control periódico de los motores y de la confirmación de los movimientos del seccionador para actuar cuando se los requiera. El mecanismo de operación manual se lo ejecuta utilizando las asas de la palanca e indica el sentido de giro para abrir o cerrar el seccionamiento, este tiene un sistema de protección que no permite poner a tierra cuando los seccionadores estén cerrados, además de tener

armellas para poner candados de seguridad. Asegurarse de que el lugar donde se encuentran los equipos está limpio y en condiciones de trabajo seguras.

Los trabajos de mantenimiento en el mando, se realizarán interrumpiendo los circuitos de alimentación con su respectiva identificación.

Al finalizar los trabajos comprobar que todas las herramientas y aparatos de medida utilizados han sido retirados, especialmente en las zonas menos visibles desde el exterior. Llevar junto al equipo los útiles, herramientas y aparatos necesarios para la realización del trabajo.

Sanear posibles oxidaciones del tornillo de conexión y su alojamiento.

Revisión de bancada, soporte, aisladores contactos, rodamientos o cojinetes.

Inspeccionar armarios y mantenimiento de instalación eléctrica, revisar regleta de borneras y cableado.

Revisar accionamiento y enclavamiento manual y automático

Revisar motor y conexiones con simulaciones.

Revisar alineación penetración de contactos y ajuste.

## **11.4. OPERACIÓN PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y POTENCIAL.**

### **11.4.1. Operación para transformadores de corriente y potencial.**

El control y la protección de una subestación, es tan compleja como el tamaño y la importancia de la misma.

El control es un “sistema” que debe estar alerta tanto en condiciones normales de operación, como ante condiciones de contingencia que se presenten en la Subestación, de tal manera que actué para aislar la parte fallada en el menor tiempo posible.

En el control de una Subestación intervienen una serie de elementos, donde cada uno de los cuales desempeña una función específica, dichos elementos son:

### **Transformadores de potencial T.P'S**

Generalmente los T.P'S se usan en instalaciones de alta tensión y preferentemente para la medición de circuitos de alta tensión y en cierto tipo de protecciones (distancia y direccionales de sobrecorriente). En los sistemas eléctricos de corriente alterna se manejan altos voltajes y corrientes elevadas.

Por ello y para alimentar los aparatos de protección y medición, los cuales manejan magnitudes de voltaje y corriente muy bajos en el rango de 120 volts y 5 amps., se requieren equipos especiales llamados transformadores de instrumentos, los cuales reducen las magnitudes de corriente o voltaje a los valores arriba mencionados.

### **Transformadores de corriente T.C'S**

Un transformador de corriente “T.C” es el dispositivo que nos alimenta una corriente proporcionalmente menor a la del circuito, no mayor a 5 amperes en condiciones normales de operación.

Cuando ocurre una falla en el circuito donde están instalados, en condiciones normales de carga, el T.C no permite más de 5 amps. En su circuito secundario, pero cuando ocurre una falla, la corriente primaria se eleva considerablemente y por lo tanto la

corriente secundaria también se eleva en la misma proporción que la corriente primaria. Este cambio lo detectan los relés de protección para mandar la señal de disparo a los interruptores.

El devanado primario esta conectado en serie con el circuito alimentador, por lo que la corriente primaria en el T.C es la misma del circuito secundario del T.C y se conecta por medio de cables de control a las bobinas de corriente de relevadores de protección y de los aparatos de medición, que por lo general se encuentran a cierta distancia de los T.C'S en el tablero de control.

#### **11.4.2. Normalización:**

Mientras no se indique explícitamente lo contrario dentro de estas especificaciones, los transformadores para instrumentos deben satisfacer en general las normas aplicables de la International Electrotechnical Commission -IEC- y particularmente las publicaciones No. 60044-1 y 358.

#### **11.4.3. Observaciones:**

El circuito secundario de un T.C que este en servicio, no debe abrirse ya que por las características de los T.C'S, cuando el circuito secundario se abre, toda la corriente primaria servirá para magnetizar al núcleo, provocando que la tensión secundaria crezca hasta un valor que normalmente es lo suficientemente grande para provocar la ruptura del aislamiento entre espiras y en ocasiones su explosión.

Todas las condiciones se las deben confirmar de que realmente este pasando, si se puede se debe llegar a las posibles soluciones si existiera observaciones.

#### **11.4.4. Consideraciones generales de la Operación y Mantenimiento.**

Los transformadores de corriente y de potencial, son instrumentos eléctricos que no requiere de mantenimiento continuo ni especial, mejor son los aisladores que lo componen los que necesitan estar siempre limpios y chequeados periódicamente, y revisado el nivel del aceite de aislamiento, por tanto su operación tampoco es muy compleja, y se lo realiza del siguiente modo: en el visor se visualiza un nivel entre máximo y mínimo marcados en la parte superior del transformador.

En el caso de los equipos pocas las actividades de rutina que se ejecutan, las más significativas son:

Pruebas de aislamiento.

Pruebas de aceite (humedad y rigidez dieléctrica).

Inspección, limpieza y ajuste de contactos.

Inspección y limpieza de Bushings.

Inspección del nivel de aceite.

Limpieza y ajuste de conexiones.

Inspección del gabinete de medición.

#### **11.5.1. OPERACIÓN PARA PARARRAYOS.**

##### **11.5.1.1. Pararrayos o descargadores de descargas.**

Los pararrayos se utilizan para limitar sobretensiones transitorias del voltaje en un sistema eléctrico a un nivel controlado y conocido. La protección significa que los

pararrayos de sobretensión correctamente instalados limitan las sobretensiones de voltaje entrante a niveles dentro de la capacidad no disruptiva de los sistemas de aislación.

Los pararrayos previenen, aislando de eventos atmosféricos, la línea o red de cualquier forma de avería; y de esa manera, mejoran en forma significativa la confiabilidad del sistema eléctrico.

Protegen al aislamiento del sistema de sobrevoltajes transitorios, impidiendo que daños en equipos., sus funciones son:

- 1.- Operar sin sufrir daño por tensiones en el sistema y corrientes que circulen por este.
- 2.- Reducir las sobretensiones peligrosas a valores que no dañen el aislamiento del equipo.

#### **11.5.2. Normalización:**

Los descargadores deben satisfacer los requerimientos de las normas IEC International Electrotechnical Comisión, y particularmente las publicaciones IEC 60099-4, IEEE C62-11; excepto donde, dentro de las presentes especificaciones, se haga referencia en forma explícita a otra norma.

#### **11.5.3. Observaciones**

Se señala que en operación de los descargadores, se realizará pruebas en el sitio de para verificar las características principales de los equipos, las pruebas e inspecciones a realizarse en los equipos son los siguientes:

- a) Medición de la resistencia del aislamiento.

b) Medición del factor de potencia.

#### **11.5.4. Consideraciones de Operación.**

Aislamiento apropiado.

Características de protección del pararrayos:

A) tensión de arqueo.

B) tensión de descarga.

La tensión de arqueo o magnitud de la tensión a la cual se produce el arqueo en el pararrayos es una función de la forma de onda y tensión aplicada, mientras que la tensión de descarga o tensión causada por el flujo de corriente a través del pararrayos es una función de la forma de onda y magnitud de la corriente.

La tensión nominal del pararrayos es el valor efectivo de la tensión alterna de frecuencia fundamental 60 Hz, a la cual se efectúa la prueba de trabajo y que puede aparecer en forma permanente sin dañarlo. A esta tensión, el pararrayos extingue la corriente de frecuencia fundamental, por lo que se conoce también como tensión de extinción del pararrayos, en todos los casos de instalación de apartarrayos se debe conectarse a tierra; así como al sistema de tierra del equipo, cuando exista es conveniente remarcar que los hilos de guarda y pararrayos, así como la malla de tierra son un complemento que hace que la protección contra sobrevoltajes sea más eficaz.

### **11.6. OPERACIÓN PARA LOS EQUIPOS DE PROTECCION.**

#### **11.6.1 Equipos de Protección**

Los fenómenos eléctricos que pueden causar daño al equipo eléctrico de la subestación son: Sobrecorriente y sobrevoltajes.

Sobrecorriente: Toda subestación debe tener en el lado primario o acometida, un dispositivo general de sobrecorriente que sea adecuado a la tensión y corriente de servicio, así como de capacidad interruptora que deba estar de acuerdo con la potencia máxima de cortocircuito que pueda presentarse en la subestación. Los dispositivos de protección contra sobrecorriente son:

En alta tensión los interruptores de potencia automáticos o interruptores de potencia y en media tensión pueden ser en aire cuchilla-fusible y cortacircuitos fusibles y en baja tensión interruptores electromagnéticos, termo magnéticos y fusibles.

El interruptor automático como medio de protección, el interruptor automático es un dispositivo electromecánico que conecta e interrumpe una o repetidas veces en condiciones normales o anormales (falla), un circuito eléctrico esta diseñado para llevar en forma continua la corriente nominal e interrumpir con absoluta seguridad las corrientes de falla y soportar los esfuerzos electromecánicos debido a estas.

Estos dispositivos en su selección original deben considerarse la tensión y corriente nominales, así como preponderantemente su capacidad interruptiva de común acuerdo con el suministrador previéndose a futuro la expansión del sistema eléctrico de potencia.

### **11.6.2. Operación y consideraciones.**

El circuito de control del interruptor de potencia se encarga de:

- a) Abrir y cerrar el interruptor a través de una manija cuando uno lo requiera. La manija de operación se localiza en el propio interruptor y en un lugar remoto en el cuarto y tablero de control.

- b) Que dispare (abrir sus contactos) inmediatamente cuando se presente una falla y el equipo de protección se lo “ordene”.
- c) Indique a través de lámparas de señalización su estado de abierto o cerrado (local y remoto).
- d) Enviar señales al cuadro de alarmas del tablero que indiquen alguna anomalía en su propio mecanismo, así como falta de presión de aire o gas que requiere para su operación.
- e) Bloquearse en su operación si existe alguna anomalía.
- f) El control del interruptor debe estar alimentado por una fuente de energía independiente, normalmente un banco de baterías de 125 voltios CC.

Interruptores de potencia en aire cuchilla – fusible estos no cuentan con relés para su operación por falla sino que cualquiera de los 3 fusibles de potencia que se quema por falla, del equipo que están protegiendo, el accionando se da por una leva que libera el trinquete de disparo de las 3 cuchillas en forma simultanea mediante un resorte previamente cargado al momento de cierre mecánico manual del interruptor.

Cuando se usa como medio de desconexión manual, este se acciona con la palanca de mando exterior cerrar o abrir.

La operación de un elemento fusible hace que el servicio se interrumpa en la fase que protege hasta que sea repuesto manualmente dicho elemento bajo ciertas condiciones no es conveniente la falta de una fase en el sistema eléctrico.

### **11.6.3. Observaciones y Operación.**

Por su naturaleza existen 2 tipos de sobrevoltajes: de origen externo y de origen interno. Se entiende por sobrevoltajes de origen externo, el producido por descargas atmosféricas. En general los sobrevoltajes externos pueden ser de 3 tipos:

- 1.- Por carga estática.
- 2.- Por descarga indirecta.
- 3.- Por descarga directa.

Los sobrevoltajes por carga estática se presentan en las instalaciones y principalmente en las líneas de transmisión, por el solo hecho de que existan nubes sobre estas y que las nubes sean desplazadas por el viento a 40 km. / hora. Este caso es el menos peligroso ya que se disminuye considerablemente su efecto mediante el uso de hilo de guarda en las líneas de transmisión así como mástiles e hilos de guarda en las subestaciones.

Los sobrevoltajes por descargas indirectas se presentan en las instalaciones por la presencia de rayos que caen en puntos cercanos a las mismas y que por efecto de inducción electrostática y electromagnética, introducen transitorios en las instalaciones.

Este tipo de sobrevoltajes es el mas frecuente y puede ser grave dependiendo de la intensidad de la descarga. Los sobrevoltajes por descargas directas son los menos frecuentes en las instalaciones, pero son los que causan los daños más severos debido a la enorme cantidad de potencia que lleva consigo una descarga atmosférica. Como puede verse, los riesgos a que están expuestos los equipos eléctricos por sobrevoltajes son muy altos. Para protegerlos y sobretodo a los transformadores, se requiere de dispositivos especiales.

### **Cuadro de alarmas.**

Al cuadro de alarmas se conectan todos los puntos que se consideren importantes para su atención en caso de anomalía; como pueden ser el disparo de cualquier interruptor, las

protecciones que operaron, la falta de potencial y problemas en general del transformador o de los interruptores de potencia.

Esto es de suma importancia para la operación y mantenimiento, es la comunicación para conocer si todo se encuentra en orden o resolver algún evento que haya sucedido. Los cuadros de alarma cuentan con una señalización audible y visible; además tienen 3 botones para “callar”, “probar” y “restablecer”.

En la rotulación de cada uno de ellos se cuenta designado la protección que haya actuado frente a problemas sucintados, y los que pueden sucintar, tan solo vasta con revisar cual es la alarma que se ha activado y verificar cual es el relé que ha actuado con relación a la siguiente lista para proceder a realizar correctivos necesarios.

### **Relés de protección:**

El relevador que funciona por condiciones eléctricas o físicas y opera cuando estas condiciones rebasa valores preestablecidos. La operación de un relevador causa la operación de otros equipos como se menciona anteriormente, la señal eléctrica que recibe un relé, es proporcionada por un transformador de instrumentos.

- RELE SEL 387-E: Protección de Barra y Respaldo para cada Alimentadora.
  - Protección Diferencial de Barra (86).
  - Bajo Voltaje (27), Sobrevoltaje (59).
  - Protección de Sobrecorriente Instantánea y temporizada de Fase – Neutro –Tierra – Secuencia Negativa (50N – 50G – 50P – 50Q).
  - Baja y Alta Frecuencia (81).

- RELE SEL 387-5: Protección para cada Alimentadora:
  - Protección Diferencial para el Transformador (86).
  - Protección de Sobrecorriente Instantánea y temporizada de Fase – Neutro –Tierra – Secuencia Negativa (50N – 50G – 50P – 50Q).

Cada uno cumple con la función especificada y se procederá al chequeo físico y arreglo físico. El SEL-2522 está diseñado para un funcionamiento fiable en entornos extremos. Ello

utiliza una secuencia fija de funcionamiento que se describe lo funcional.

## **11.7. OPERACIÓN PARA REACTORES Y FILTROS.**

### **11.7.1. Reactores y Filtros.**

El empleo filtros en los sistemas de distribución y transmisión es una herramienta útil para compensar la demanda de reactivos y la caída de tensión de las líneas. Sin embargo, se pueden originar imprevistos que descompensan la confiabilidad del sistema. La calidad de la energía que viene dado por la introducción de armónicos a la red y producción de fenómenos electromagnéticos como fluctuaciones de voltaje (Flickers), por eso la presencia reactores y capacitores en la Subestación.

### **11.7.2. Normalización.**

Los filtros en su parte reactiva y capacitiva deben satisfacer los requerimientos de las normas IEC International Electrotechnical Comisión, y particularmente las publicaciones IEC 60289; excepto donde, dentro de las presentes especificaciones, se haga referencia en forma explícita a otra norma.

### **11.7.3. Observaciones de los filtros**

Concluido el montaje y la instalación de los filtros es necesario verificar los siguientes tópicos:

Verificar datos de placa para el cheque cada placa de nombre del condensador para asegurarse de los datos que se van a poner en funcionamiento son los necesarios para no causar daño a los equipos.

El voltaje de operación tiene que ser el debido para ser aplicado, este nunca deberá exceder del 110% del voltaje indicado en las características.

La conexión de fase – neutro debe estar conectado en el Y al voltaje de sistema. Se debe considerar muy importante el chequeo de los niveles de aceite dieléctrico en el tanque y el bushing, dar especial cuidado si los tanques presentan mellas, protuberancias, o goteras, en este caso deberá ser sacado para arreglo inmediato. Asegúrese que las temperaturas del ambiente sean aptas para la operación que recomienda el fabricante sean entre -50°C y 55°C. Asegurar que la instalación del condensador esta protegido por un fusible de las características descritas en la placa. Los bushings no se los debe usar como elementos de izado o fijación para transporte.

### **11.7.4. Consideraciones en la Operación.**

Verifique la hermeticidad de los capacitores principalmente con el nivel de aceite aislante necesario. Tener cuidado con derrames del dieléctrico, a pesar de no contener PCB el fluido puede producir efectos contaminantes y de mal aspecto.

Para el mantenimiento se recomiendan inspecciones periódicas para verificar capacitancias, reactancias y en sus bushings o paredes laterales no debe existir agentes de contaminación. Para realizar el trabajo de mantenimiento en los condensadores de poder.

Debe estar completamente desenergizado tanto los reactores como los capacitores.  
Descargar a tierra sus conexiones o cortocircuitar.  
Llevar el equipo de seguridad individual requerido.  
Verificar fugas de aceite dieléctrico.  
Inspeccione todo los fusibles y que sus contactos estén bien fijados en sus terminales.  
Limpiar sulfataciones en los terminales y conexión

### **11.8.1. OPERACIÓN PARA LOS SISTEMAS AUXILIARES DE LA SUBESTACIÓN.**

Los sistemas auxiliares describen las facilidades de las instalaciones de fuerza, los cables de interconexión, fuentes auxiliares y el equipo de protección contra incendio y estos son los siguientes:

- Cuarto de control
- Transformadores del servicio de estación.
- Tableros de CA y CD y alumbrado.
- Cuarto de baterías.
- Sistema Contraincendios.
- Alumbrado.

#### **Cuarto de control:**

Sitio donde se encuentran ubicados los equipos que controlan, protegen y monitorean a toda la subestación, así como también algunos de los equipos de interrupción, cuchillas des conectoras, este es un sitio seguro alejado de riesgos eminentes y con

condiciones aptas para el control que no llevan mayor consideración que la de manipular sin motivo los equipos, se considerarán que su estado sea bueno.

### **Transformadores del servicio de estación.**

La subestación cuenta con dos fuentes para el servicio, el uno se encuentra ubicado en la bahía de 13.8 kV y la otra en la bahía de 18 kV, los dos tienen un sistema de transferencia para actuar uno a la vez de acuerdo a lo que se lo requiera.

Estos son transformadores sumergidos en aceite con potencia de 25kVA.

### **Normalización.**

Los transformadores monofásicos que se emplean en este caso cumplen con la norma ANSI / IEEE C57.12.

### **Observaciones:**

Es recomendable realizar inspecciones visuales de las partes visuales, de las partes externas del transformador por lo menos cada dos años y verificar las condiciones de los bushings, terminales de alta y baja tensión, el terminado del tanque y verificar que no existan fugas.

Cuando los tanques muestren evidencias de oxidación o deterioramiento en su terminado, para que se establezca necesidad de mantenimiento, esto en conjunto con las pruebas eléctricas y físico químicas del aislamiento que lo ameriten.

### **Tableros de CA y CD y alumbrado.**

Para la corriente alterna y continua están separados cada uno en el casillero específico, en este tenemos las barras de conexión y sirve para controlar los equipos auxiliares,

### **Consideraciones para la Operación y el Mantenimiento.**

Este equipo contiene principalmente los equipos que permiten la operación y protección de la Subestación Eléctrica y sus dispositivos para cierre y apertura, mando del regulador, relés de protección, tensión DC y AC y otros que se deben llevar pendientes en su operación y para su mantenimiento que se requiere de pocas actividades y está fundamentalmente orientado a la “Prueba y ajuste de los diferentes relés de protección”, a través de la Prueba de “Inyección de corriente” y una limpieza general.

### **Cuarto de baterías.**

En este lugar se almacena las fuentes de alimentación para los servicios auxiliares con sus respectivos cargadores y circuitos de conexión, la capacidad es de 125Vdc, y de 90Ah esta es la capacidad necesaria para poder operar en caso de emergencia dada las condiciones de operación, esta aseguran que así sea las disposiciones para cada uno de los elementos y sus condiciones de tal modo que puedan activar o desactivar el sistema de cada equipo.

### **Cargadores de baterías.**

Los cargadores de baterías tienen la función de convertir la energía eléctrica proveniente de las alimentaciones de corriente alterna de la subestación en corriente

directa, para alimentar todas aquellas cargas de corriente directa y auxiliares, la subestación, estos son 125Vdc y 40Ah D.C de., además este tiene filtros especiales para mejorar la vida, esto son uno de respaldo.

### **Bancos de Baterías.**

Los bancos de baterías se utilizan como alimentación de emergencia de las cargas y circuitos de servicios de propios cuando existen fallas o se dan mantenimiento a los cargadores de baterías.

Estos tendrán prioridad para las siguientes cargas críticas:

- Cargador de baterías, el cual a través de las baterías alimenta los circuitos de comunicación y el circuito de disparo de los interruptores.
- Enfriamiento de los Transformadores.
- Circuitos de corriente alterna para alimentar los circuitos de fuerza de los interruptores de potencia y tableros de control.
- Contactos para lámparas de emergencia en el área externa de la subestación.
- Alumbrado de seguridad.
- Circuitos de alarmas contra incendio.
- El banco de baterías debe mantenerse siempre con un voltaje de flotación, el cual es ligeramente más alto que el nominal del banco, a fin de que este siempre se encuentre a su máxima carga, para tal fin, se emplea un cargador de baterías automático de la capacidad adecuada a dicho banco. Este cargador de baterías cuenta con sus propias alarmas y debe ser revisado cotidianamente por el personal de operación y mantenimiento, se debe considerar que en caso de falla de la energía esta es la fuente de energía para realizar maniobras de emergencia.

- Los bancos de baterías se ubican en un local independiente con ventilación por medio de extractores para eliminar concentraciones de hidrogeno el cual es altamente explosivo ante una chispa.
- Debe considerarse al banco de baterías como el eslabón mas importante para la protección de una subestación, el mantenimiento preventivo al banco de baterías es imprescindible ya que de esta energía depende la confiabilidad total de la subestación
- 

### **Alumbrado.**

Es aquel sistema de la subestación que ilumina el área externa de las instalaciones para dar seguridad, ilumina todos los equipos para el caso de maniobras de emergencias o reparaciones, además de brindar facilidad para comunicaciones, este sistema también debe incluir iluminaria auxiliares en el caso que el servicio de energía a colapsado.

### **Observaciones de operación y mantenimiento.**

Para el sistema de alumbrado es necesario estar pendiente del número de luminarias que están operando y cuales requieren de intervención, el sistema de alumbrado es muy importante para la Subestación, esta nos dará la visibilidad necesaria para realizar la operación y las buenas condiciones para el desenvolvimiento de las actividades:

Inspección del transformador de servicios auxiliares.

Prueba del equipo control de accionamiento.

Reposición de luminaria y/o bombillos.

## **Comunicaciones**

El sistema de comunicación es muy relevante en la subestación es el medio para saber lo que esta sucediendo en el resto de las plantas con relación a la energía, la buenas practicas de operación de estos sistemas prolongaran la vida de los equipos de comunicación y también con especial cuidado para el mantenimiento preventivo y correctivo de equipos de radio, onda portadora y fibra óptica.

### **11.9. OPERACIÓN PARA LA LINEA DE TRANSMISIÓN.**

#### **11.9.1. Líneas de Transmisión.**

Las líneas de transmisión son muy importantes para la subestación, de su buen estado y continuidad de servicio dependerá la fiabilidad de la Subestación. Para lograr un mejor control y por ende la toma de decisiones oportuna para el mantenimiento, el cual será planificado.

#### **11.9.2. Observaciones para la operación y el mantenimiento**

Permite mejora los niveles de calidad y servicios para satisfacer las necesidades de los consumidores con la disminución de los tiempos para la solución de averías que existe en el sistema, lo cual provee una extra-continuidad en la transmisión de energía a los clientes.

El mantenimiento puede ser ejecutado desenergizado como también energizado, el planteamiento de un trabajo con línea energizada crea la necesidad de incluir avances tecnológicos y optimizar el recurso de personal especializado, razones técnicas y económicas, si bien requiere de una inversión considerable, esta se amortiza rápidamente al considerar los costos de energía no transmitida y penalizaciones por desconexiones, estas consideraciones se tomarán en función de aumentar la confiabilidad del sistema mediante el mantenimiento preventivo (cambio de aisladores, crucetas, limpieza de los sistemas) para hacerlo mas confiable, de esta forma minimizar los tiempos fuera de servicio de las instalaciones, tomando en cuenta siempre que la seguridad del personal es tan importante como el diseño, construcción y mantenimiento de un sistema.

### **11.9.3. Factores a tomarse en cuenta para trabajos de mantenimiento.**

- Mantener los cuidados y formas de utilización de equipos necesarios.
- Utilizar solamente personal calificado, para este caso el mantenimiento será bajo contratación.
- Conocer cada herramienta y su propósito en el tipo de maniobra.
- Disponer de equipo de seguridad.
- Disponer de equipo especial, para el mantenimiento como puentes, bypass, etc.

Determinación visual de la condición o estado de cada uno de los componentes de líneas.

Termo grafa (detección de puntos calientes).

Medición de la resistencia de puesta a tierra de la estructura (medida en alta frecuencia).

Cambio de cadenas y aisladores quemados o rotos.

Cambio de aisladores quemados o rotos en estructuras con elevado ángulo y otras especialidades.

Reposición y cambio de herrajes de línea.

Reparación y cambio de conductor y cable de guarda.

Instalación de balizas de señalización.

Inspecciones de sistema de aterrizamiento de la estructura y puesta a tierra.

## **11.10. OPERACIÓN PARA LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.**

El sistema de puesta a tierra tiene por finalidad proteger la vida de las personas, evitar daños en los equipos por las sobretensiones, mejorar la efectividad de las protecciones eléctricas al proporcionar una adecuada conducción de la corriente de falla a tierra.

### **11.10.1. Consideraciones de su operación.**

Una instalación de puesta a tierra lo más importante es el valor de la resistencia que se tenga con respecto a tierra independiente del valor del número de electrodos y elementos que haya necesidad de utilizar para lograr este propósito. Por ello, la presencia de un sistema de puesta a tierra, se debe medir el valor de la resistencia a tierra y confrontarlo con los límites establecidos para garantizar una buena puesta a tierra del sistema eléctrico.

No se consideran fallas de alta frecuencia como descargas atmosféricas para el diseño de las mallas, aunque también ayudan a disiparlas. La malla se diseña para ser capaz de disipar el 100% de la corriente de falla trifásica o de línea a tierra, la que resulte mayor. La duración de la falla está dada por el tiempo de operación de resguardo del sistema de protección de la línea. Se utiliza como referencia el estándar IEEE-80 vigente, para los valores de voltajes de paso y de toque máximos permitidos en la subestación.

### **11.10.2. Conexión de Equipos Energizados a la Malla**

- Transformadores y Convertidores:
- Terminal de referencia o tierra.
- Pararrayos en lado de alto voltaje
- Pararrayos en lado de bajo voltaje
- Armazón o carcasas.
- Gabinete central de control
- Disyuntores
- Equipos de Medición (CT y PT)
- Pararrayos de Líneas
- Disyuntores de Aire y Planchuelas Conectadas a Tierra
- Estructuras
- Seccionadores Aislados
- Guardas Eléctricas como verjas
- Casetas de Control
- Estructura de banco de baterías
- Cargadores de baterías.
- Tableros eléctricos y de distribución
- Bancos de Capacitores.

## **12. INSTRUCCIONES ESPECÍFICAS DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN.**

Para efectos de operación Especifica en la subestación eléctrica Novacero se deben considerar todos los aspectos de seguridad, si fuera el caso se debe pedir la supervisión de un representante del Departamento de Seguridad en las acciones que se vayan a realizar, y considerar todas las sugerencias que se presentan a continuación, debiendo cumplir estrictamente uno a uno los pasos que se sigue en las fichas de maniobras para la S/E Novacero, que se adjuntan en el anexo A20.

### **12.1. Enclavamientos:**

Se debe conectarse un solo circuito o bahía a la vez y al mismo tiempo en la barra principal. La conexión de las Bahías se las realizará una a una.

El disyuntor y breaker en vacío son los únicos equipos que pueden abrir bajo carga. Ningún Seccionador se puede operar con carga, este efectuará acción luego del disyuntor. El puesto a tierra del seccionador nunca se activará con línea energizada.

### **12.2. Seccionadores:**

Serán activados en secuencia sucesiva del disyuntor.

El aterrizado se activará cuando el seccionador este plenamente abierto.

El seccionador de cada bahía servirá para aterrizar la barra cuando los seccionadores de cada bahía estuvieran abiertos incluido el principal.

### **12.3. Energización de la Línea de Transmisión.**

Se debe considerar retirar los seccionadores de puesta a tierra en cada extremo de la línea para proceder a seccionar la línea de 138kV para que el disyuntor de la Bahía Mulaló concluya con la energización al cerrar este.

#### **12.4. Energización de la Barra.**

Con la línea energizada, se debe realizar la inspección, confirmación de los aterrizados y otras seguridades puestas. Se debe abrir el seccionamiento a tierra, una vez activado el seccionamiento se cierra para luego proceder a cerrar el circuito con el disyuntor. Se cierra el disyuntor y se verifica los niveles energía en los indicadores o medidores.

#### **12.5. Energización de la Bahía 13.8kV.**

Cuando se tenga la energía en las barras solamente se procederla a abrir las puestas a tierra de los seccionadores de la Bahía de 138kV en la entrada y 13.8 en la salida de la bahía.

Luego activada se procede a cerrar el seccionador de baja tensión paso siguiente al de alta tensión para luego activar el disyuntor para energizar la bahía completa, si deseamos entrar con carga se procederá a cerrar el breaker en vacío de la salida al pórtico para línea de distribución del anillo conectado dentro de la empresa.

También se debe considerar la energización del disyuntor en SF6 del filtro de armónicas que debe ser activado para mejorar las condiciones de la energía.

#### **12.6. Energización de la Bahía 18kV.**

De igual forma cuando se tenga la energía en las barras solamente se procederla a abrir los seccionadores de puesta a tierra de la Bahía de 138kV en la entrada y 18kV en la salida de la bahía luego activada se procede a cerrar el seccionador de baja tensión paso

siguiente al de alta tensión para luego activar el disyuntor para energizar la bahía completa, si deseamos entrar con carga se procederá a cerrar el breaker en vacío de la salida al pórtico para línea de distribución del anillo conectado dentro de la empresa.

También se debe considerar la energización del disyuntor en SF6 del filtro de armónicas que debe ser activado para mejorar las condiciones de la energía.

### **12.7. Desenergización de la Bahía 13.8kV.**

En este caso es necesario actuar en forma reversa de lo que es la energización, así el disyuntor o el breaker en vacío de la salida al pórtico procederá a abrir para desconectar la carga de línea de 13.8kV de distribución.

Siguiendo la secuencia se procederá a luego activada se procede a abrir el disyuntor de entrada a la energización la bahía completa, para abrir el seccionador y concluir aterrizando el tramo por medio del seccionador de puesta a tierra. Ahora la energía está solamente en la barra.

### **12.8. Desenergización de la Bahía 18kV.**

En este caso también se actúa en forma reversa de lo que es la energización, así el disyuntor o el breaker en vacío de la salida al pórtico procederá a abrir para desconectar la carga de línea de 18kV distribución.

Siguiendo la secuencia se procederá a luego activada se procede a abrir el disyuntor de entrada a la energización la bahía completa, para abrir el seccionador y concluir aterrizando el tramo por medio del seccionador de puesta a tierra. Ahora la energía está solamente en la barra.

### **12.9. Desenergización de la Barra 138kV.**

En este caso es necesario actuar en forma reversa de lo que es la energización de la barra, una vez abiertos los seccionadores, se procederá a abrir el disyuntor de entrada a la energización la bahía principal, para abrir el seccionador y concluir aterrizando el tramo por medio del seccionador de puesta a tierra. Ahora la energía está solamente en las barras.

### **12.10. Desenergización de la Línea de Transmisión 138kV.**

En este caso es necesario confirmar que la barra y resto de bahías estén desenergizadas, entonces se procede a abrir el disyuntor de la bahía en la Subestación Novacero, y concluir aterrizando el tramo por medio del seccionador de puesta a tierra. Ahora la energía está solamente en las barras.

### **12.11. Procedimiento para Conexión de Subestación en caso de una falla.**

En caso de una falla en la subestación es muy importante recurrir a la información que los relés de protección muestran.

#### **12.11.1. En caso de disparo de los disyuntores de 138 kV de manera simultánea (diferencial de barra).**

- Verificar si el relé de bloqueo 86 ubicado en el tablero de control principal se encuentra en su modo de disparo.
- Verificar si las alarmas mecánicas del transformador se encuentran

encendidas. La zona fallada la comprende el autotransformador y la barra de 138 KV.

- Si el display del relé SEL 387 E no muestra en su display disparo diferencial (función 87) el disparo se produjo debido a los disparos mecánicos del transformador. Ver manual del equipo.
- Antes de volver a energizar es importante que se realice las pruebas respectivas para verificar porque se produjo la falla. El Jefe de operación y Manejo Eléctrico deberá tomar la decisión del caso.
- Una vez que se haya confirmado que la falla fue despejada, resetear el relé de bloqueo 86 y cerrar los disyuntores de 138 kV.

#### **12.11.2. En caso de disparo de los disyuntores de alta tensión (138 kV) Y media tensión (13,8 o 18 kV) de manera simultanea.**

##### **(DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR).**

- Verificar si el relé de bloqueo 86 ubicado en el tablero de control de la alimentadora respectiva se encuentra en su modo de disparo.
- Verificar si las alarmas mecánicas del transformador se encuentran encendidas. La zona fallada la comprende entre los transformadores de corriente de 138 KV y los transformadores de corriente ubicados en el Breaker de media tensión.
- Si el display del relé SEL 387-5 no muestra en su display disparo diferencial (función 87) el disparo se produjo debido a los disparos mecánicos del transformador. Ver manual del equipo.
- Antes de volver a energizar es importante que se realice las pruebas respectivas para verificar porque se produjo la falla. El ingeniero a cargo

de la misma deberá tomar la decisión del caso.

- Una vez que se haya confirmado que la falla fue despejada, resetear el relé de bloqueo 86 y cerrar el disyuntor de 138 Kv y luego el de media tensión.

### **12.11.3. CASO DE DISPARO INDIVIDUAL DE LOS DISYUNTORES.**

- Las curvas de sobrecorriente (50/51) de los relés de protección se encuentran debidamente coordinadas, por lo que dependiendo del lugar de falla esta van a operar permaneciendo siempre la selectividad del sistema.

### **12.11.4. OPERACIÓN EN CONDICIONES DE EMERGENCIA**

Todas las situaciones de emergencia las puede detectar el Operador si este se mantiene atento en su lugar de trabajo durante su jornada laboral. Estas situaciones se reflejan en los tableros de la subestación sea en forma luminosa y/o mediante una alarma sonora. Ante estas situaciones el Operador “con serenidad” procederá de la siguiente manera:

- Aislar la falla, si esta persiste, ya que de lo contrario se destruirá el equipo.
- Silenciar la alarma sonora.
- Registrar todas las alarmas presentadas, relés que han operado e interruptores que han disparado, en un “Informe de Falla”
- Comunicar lo ocurrido al Jefe de Operación y Manejo Eléctrico, este a su vez comunicara al CENACE.
- Reponer las banderas de los relés y las manijas de comando de interruptores.
- Reponer alarmas.

- Abrir interruptor falloso (en caso de existirlo).
- Esperar órdenes del COT (S/E MULALO) o confirmación de falla.
- Todas estas actividades se realizarán estrictamente y en el orden establecido.
- Para el restablecimiento de los circuitos afectados se lo hará solamente por orden del Jefe de Operación y Manejo Eléctrico, luego de que se haya conocido por los entes superiores lo que ha sucedido, y se haya corregido el problema.

Cuando en los transformadores opere la protección diferencial o el relé buchholz, por ningún concepto el Operador podrá volver a conectar dicho transformador, mientras no lo haya revisado, solucionado y autorizado el Jefe de Operación y Manejo Eléctrico.

#### **12.11.4.1. FALLA DEL SERVICIO O CORTE ENERGÍA.**

El servicio a nivel de 138kV es muy seguro y poco vulnerable, esto si se considera que es parte de un anillo y las fallas son poco probables, sin embargo existen muchos aspectos que inciden para el corte del servicio de energía, entre los más relevantes se puede anotar:

Fallas en las líneas de Transmisión.

Vulnerabilidad del Sistema Nacional Interconectado.

Fallas de Operación en generación.

Problemas técnicos falla de equipos.

Acción de fenómenos naturales.

Estos son los problemas que se pudieren dar para un corte inesperado del servicio a este nivel de tensión, el Operador deberá descartar cada uno de estos problemas y confirmar cual es el que lo afecto, sea por persuasión o comunicación al CENACE para que pueda restablecer el servicio, siempre y cuando se haya mitigado el problema.

#### **12.11.4.2. REESTABLECIMIENTO DEL SERVICIO EN CONDICIONES NORMALES O DE EMERGENCIA.**

Para todos los casos en caso normal o de emergencia se considera importante el instruir el rehabilitar su energía siguiendo los siguientes pasos:

- En este caso también se actúa en forma reversa de lo que es la energización, así el disyuntor o el breaker en vacío de la salida a los pódicos se procederá a abrir para desconectar la carga de línea de 18 y 13.8kV distribución.
- Siguiendo la secuencia se procederá abrir los disyuntores de 138kV de entrada a de las bahías, se quiere restablecer de manera inmediata no se abrirá seccionadores, pero si se desea verificar alguna falla en algún equipo de este tramo, se pasa a abrir el seccionador y concluir aterrizando el tramo por medio del seccionador de puesta a tierra. Para dejar energizado solamente hasta la barra o la otra bahía simplemente.
- El disyuntor de cada Bahía será el encargado de energizar al cerrar.
- Seguido de este se abrirá el disyuntor de la bahía de regulación o principal, todo esto desde los tableros de forma remota, el operador de la S/E Mulalo a través de su comunicación será el que nos de la alerta de cerrado del disyuntor de entrada, sea de la barra principal o la de transferencia, considerando cualquiera de las posibilidades, solo entonces se energizara paso a paso para ir descartando problemas en el trayecto, en caso de nuevo disparo se verificara solo el tramo que se ha procedido a energizar y es ahí donde podría estar el problema, esto si se a descartado que el problema es externo.
- La Energización de la Barra, con la línea energizada, hasta el disyuntor principal, luego se procede a cerrar el circuito con el disyuntor, se cierra y se verifica los niveles energía en los indicadores o medidores.
- **La Energización de las Bahía 13.8kV** Cuando se tenga la energía en las barras solamente se procede a energizar una a una las bahías, Luego el disyuntor será el

encargado en energizar la bahía, para entrar con carga se utilizara el breaker en vacío de la salida al pódico. También se debe considerar la energización del disyuntor en SF6 del filtro de armónicas que debe ser activado para mejorar las condiciones de la energía.

- Una vez restablecida la bahía de 13.8kV se seguirá los mismos pasos para energizar la siguiente bahía, se considera como prioridad la bahía de 13.8kV puesto que en este se encuentra casi en 70% de auxiliares de las plantas de producción que al igual no entran en plenitud de carga, siendo secundario la energización de la bahía de 18kV del EAF.
- Este es el procedimiento único de reestablecimiento del servicio en la Subestación Novacero, considerando todas las probabilidades.

#### **12.11.5. BLOQUEOS PARA APERTURA Y CIERRE**

Los esquemas de bloqueo o permisivos de seguridad para apertura y cierre del seccionador permiten que:

Solamente un circuito a la vez debe de ser conectado a la barra de transferencia.

No se procederá a abrir o cerrar con carga un seccionador a menos que exista un camino paralelo para la corriente.

##### **12.11.5.1. BLOQUEO EN SECCIONADORES ADYACENTES AL DISYUNTOR.**

El Inter.-bloqueo solo permitirá operación de los seccionadores cuando se cumplen las siguientes condiciones:

El disyuntor asociado a los seccionadores esta en posición abierto.

El seccionador de tierra de la barra principal en posición abierto.

#### **12.11.5.3. BLOQUEO DE SECCIONADORES DE PUESTAS A TIERRA EN LÍNEAS**

Los seccionadores a tierra pueden ser cerrados cuando se dan los siguientes criterios:

La línea asociada al seccionador debe de estar desenergizada, esto es verificado y autorizado con la llave de seguridad, esta no puede ser sacada porque tiene un seguro eléctrico y mecánico que facilitara su acción únicamente cuando el seccionador este completamente abierto.

#### **12.11.5.14. BLOQUEO DE SECCIONADORES DE PUESTAS A TIERRA DE LA BARRA.**

Los seccionadores para colocar a tierra la barra deben estar desenergizados, son utilizados para mantenimiento principalmente, el sistema de permisivos permiten operar cuando: Para el seccionador de puesta a tierra de la barra principal: Los seccionadores de barra de todas las posiciones o bahías deben de estar abierto.

### **13. CONSIDERACIONES GENERALES EN EL MANTENIMIENTO.**

Cuando sea necesario desconectar del servicio cualquier equipo en operación de la Subestación, ya sea para mantenimiento, avería o facilitar otra operación, el equipo deberá ser aislado de todas sus fuentes de energía, abriendo los mecanismos de seccionamiento existentes para ese fin, incluyendo los seccionadores fusibles de la salida cuando sea el caso y descargando a tierra todos los equipos.

- El encargado de los trabajos debe inspeccionar personalmente el equipo en el cual se va a trabajar, certificando que el mismo está físicamente aislado, aterrizado y señalizado; que se ha previsto suficiente espacio libre para el trabajo, alertando a los trabajadores sobre los peligros existentes para que no haya confusión, riesgo de accidente.
- El encargado de los trabajos esté debidamente capacitado y entrenado, tanto en lo referente a la seguridad industrial como operativa, con conocimientos amplios de la operación de los equipos, para que pueda asumir por completo la seguridad del personal que realice reparaciones en los mismos, con el menor riesgo de accidentes laborales.
- Todas las líneas o aparatos, independientemente de su voltaje, deben ser considerados energizados (vivos) hasta que se haya verificado positivamente que esas líneas o aparatos han sido desconectados, colocados en corto circuito o a tierra por medio de los dispositivos apropiados debidamente señalizados.
  - Todas las líneas o equipos que hayan sido desconectados para servicio de mantenimiento deben ser puestos a tierra y ninguna línea o equipo debe ser tocado hasta que los dispositivos de aterrizaje aprobados por las empresas hayan sido debidamente conectados a tierra.
  - Un interruptor de cualquier tipo que esté abierto no debe ser considerado como aislamiento suficiente para el circuito o equipo en el cual se va a trabajar hasta que hayan sido abiertos los seccionadores aisladores del mismo y se haya colocado los aterrizajes y señalizaciones correspondientes.
  - En caso de maniobras con seccionadores tripolares debe verificarse visualmente el funcionamiento de cada una de las cuchillas pues, puede darse el caso de que, por defecto, una de las cuchillas no abra completamente o no complete el recorrido de apertura.
  - En el caso de trabajos en líneas de transmisión, las mismas deben ponerse a tierra a ambos lados del lugar de trabajo. Si hay seccionadores con cuchillas de tierra en los extremos de la línea aislada, estas cuchillas deben ser cerradas de acuerdo con el

procedimiento de Permiso de Operación, a fin de descargar la capacitancia de la línea. Esto en ninguna manera dispensa el requisito de poner tierra en el lugar de trabajo.

- Después de seccionada una línea en todas sus partes y estar debidamente rotulada en todos los sitios, se procederá a verificar la ausencia de voltaje en el sitio de trabajo con equipo necesario y luego a instalar tierras con una orden del Jefe de Operación y Manejo Eléctrico en ambos lados de la línea y en la proximidad del referido sitio de trabajo.
- Cada operación de un seccionador con puesta a tierra en el sitio de trabajo se hará con ordenes separadas e independientes del Jefe de Operación y Manejo Eléctrico, al final de la secuencia de apertura cuando la línea este sin energía, verificando esta condición con métodos y equipos adecuados y seguros.
- Antes de iniciar cualquier trabajo en transformadores de potencia o en interruptores de cualquier tipo, estando los mismos ya completamente desconectados y aislados, debe descargarse a tierra la carga estática de los bobinados y de los terminales. Esto debe hacerse también en aquellos trabajos de mantenimiento que envuelven condensadores y reactores estáticos, máquinas rotativas o cables de alta tensión.
- Nunca deberá abrirse el secundario de un transformador de corriente estando este en servicio, pues esta maniobra podrá generar voltajes peligrosos. Siempre que sea necesario abrir el circuito secundario de un transformador de corriente se cortocircuitará previamente el secundario del transformador.
- Nunca deberá desconectarse un alimentador o circuito con carga por medio de un desconector de cuchillas. En líneas de transmisión de 138 KV es extremadamente largas esta operación puede ser igualmente peligrosa aunque la línea esté sin carga pero con voltaje, debido a la gran cantidad de corriente capacitiva de las mismas.
- El teléfono portátil debe ser usado con su protección adecuada en caso de emergencia. Si es posible deberá usarse encima de una plataforma aislada. Nunca mantenga el teléfono portátil en mano cuando la línea vaya a ser conectada.

- Cuando se trabaja en las proximidades de un equipo vivo o en servicio, el Encargado del Trabajo debe verificar que las distancias mínimas de seguridad son mantenidas y que existen dispositivos apropiados o barreras que impiden a los empleados o a los materiales portados por los empleados hacer contacto con las partes vivas.
- Todos los empleados que trabajan con equipo eléctrico en líneas o cercanas a las líneas vivas deberán tener noción perfecta y clara del peligro al que están expuestos y contar con el equipamiento de seguridad adecuado para el nivel de tensión de trabajo correspondiente, haciéndose necesario seguir rígidamente las reglas de seguridad y las instrucciones que gobiernan esta clase de trabajo.
- Si un Permiso de Operación fuera entregado a más de una persona, el Jefe Operación y Manejo Eléctrico no hará maniobra alguna para restablecer el servicio hasta que todas las personas que recibieron permiso para operar informen que están fuera de las líneas y reciban órdenes por separado para retirar las tierras.

La Empresa de Transmisión Eléctrica CELEC-TRANSELECTRIC S.A. actualizará y coordinará los programas de mantenimiento de sus instalaciones mediante los programas de mantenimiento, con una ventana mensual, los que serán presentados al la empresa para coordinación y su aprobación.

#### **14. EQUIPOS PARA EL MANTENIMIENTO**

Es conveniente señalar el recurso material básico con que debe contarse para el cumplimiento del Programa de Mantenimiento, considerando lo mantenimientos básicamente necesarios para que los especialistas lo realicen bajo contratación.

- 1) Caja de herramientas eléctricas equipada.
- 2) Voltiamperímetro tipo pinza.

- 3) Medidor de aislamiento (Megger) con capacidad hasta 5.000 voltios.
- 4) Equipo detector de voltaje o campo.
- 5) Kilovoltmetro.
- 6) Equipo medidor de tierra.

#### **14.1. Equipos de protección integral de la Subestación Eléctrica.**

En todo lugar de trabajo situaciones inquebrantables de peligro, ante esta ineludible situación que requieren de protección, para esto todo se han diseñado técnicas a objeto de evitar el constante perecimientos del personal, sin embargo a pesar de que se recomienda buscar el epicentro del problema para atacar y solucionar el mismo de raíz, esto no siempre es posible, es por tal motivo que los dispositivos de protección personal EPI's juegan un rol fundamental en la seguridad del operario, ya que los mismos se encargan de evitar el contacto directo con superficies, ambiente, y cualquier otro ente que pueda afectar negativamente su existencia, aparte de crear comodidad en el sitio de trabajo, entonces se afianzaran conocimientos acerca del uso, selección y mantenimiento, de estos dispositivos, que cabe destacar pueden ser individuales y colectivos.

#### **14.2. Aspectos importantes**

Aun cuando es fundamental en cualquier esfuerzo en pro de la seguridad es modificar el ambiente físico, para hacer imposible que hechos no deseados se produzcan, en ocasiones hace falta , ya sea por razones económicas o de conveniencia salvaguardar al personal, equipando a este en forma individual o con dispositivos de protección personal.

Se evidencia que el uso de dispositivos de protección individual es una forma importante y necesaria en el desarrollo del programa de seguridad. Sin embargo, como hasta cierto punto es necesario depender del equipo protector individual.

Se muestra un listado con las características del Equipo de Protección Individual (EPI).

- Casco de seguridad tipo gorra, para protección eléctrica.
- Cinturón de correa para restricción de movimientos o de liniero.
- Cinta de Señalización de Peligro.
- chaleco reflectivo.
- Extintor portable base de CO<sub>2</sub> (agente extintor), de 15 libras de capacidad.
- Extintor con transportador de PQS (agente extintor) de 100 libras de capacidad.
- Gafas de seguridad con protección mecánica.
- Guantes de cuero para utilizar como protector de guante de alta tensión.
- Lentes de seguridad para electricista.
- Mascarillas con filtro.
- Pértiga aislante para operación de redes.
- Protector auditivo tipo tapón, desechable.
- Zapatos dieléctricos.

### **14.3. PERSUASIÓN DEL EMPLEADO:**

Todos los esfuerzos que se hagan por seleccionar y proveer de equipo de protección apropiado serán inútiles si este no se usa adecuadamente, y el resultado final es la desilusión y la desgana, pérdida de tiempo, de esfuerzos y de dinero.

La elección de los dispositivos de protección individual, se ha realizado con ayuda del operador, ya que va a ser este quien los use, ya que si se requiere equipo de protección en un área específica, esto significa que debe ser protección cómoda de acuerdo con lo que estipule el **Departamento de Seguridad** de la Empresa con la debida Autorización.

Es posible que se encuentre un cierto descontento ante los trabajadores por la implementación de equipos de protección individual, debido a incomodidad, por lo que dichos equipos pueden sufrir una cierta modificación para que estos sean más cómodos pero a su vez hay que recalcar que esto disminuye su efectividad.