

**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO MECÁNICA**

**TEMA:**

**Diseño de sistema para la Gestión de Mantenimiento de una Subestación de  
69kv**

**AUTOR:**

**Beltrán Ibarra, Fernando Gabriel**

Trabajo de titulación previo a la obtención del grado de

**TITULO INGENIERO ELÉCTRICO MECÁNICO  
CON MENCIÓN EN GESTIÓN EMPRESARIAL INDUSTRIAL**

**TUTOR:**

**Ing. Philco Asqui, Luis Orlando M.S.C.**

**Guayaquil, Ecuador**

**Marzo 2019**



UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO MECÁNICA

## **CERTIFICACIÓN**

Certificamos que el presente trabajo de titulación, fue realizado en su totalidad por el Sr. **Beltrán Ibarra, Fernando Gabriel** como requerimiento para la obtención del Título de **INGENIERO ELÉCTRICO MECÁNICO CON MENCIÓN EN GESTIÓN EMPRESARIAL INDUSTRIAL**

**TUTOR**

---

**Ing. Philco Asqui, Luis Orlando M.S.C.**

**DIRECTOR DE LA CARRERA**

---

**Ing. Heras Sánchez, Miguel Armando M.S.C**

Guayaquil, a los 13 días del mes de marzo del año 2019



UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO MECÁNICA

## **DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD**

Yo, **Beltrán Ibarra, Fernando Gabriel**

### **DECLARÓ QUE:**

El Trabajo de Titulación, “**Diseño de sistema para la Gestión de Mantenimiento de una Subestación de 69kv**” previo a la obtención del Título de **Ingeniero Eléctrico Mecánico**, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Guayaquil, a los 13 días del mes de marzo del año 2019

EL AUTOR

---

BELTRÁN IBARRA, FERNANDO GABRIEL



UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO MECÁNICA

## **AUTORIZACIÓN**

Yo, **Beltrán Ibarra, Fernando Gabriel**

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil a la publicación en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación, **“Diseño de sistema para la Gestión de Mantenimiento de una Subestación de 69kv”**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

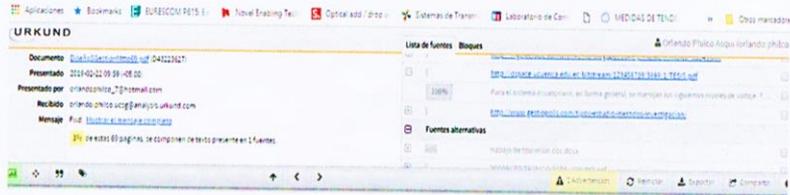
Guayaquil, a los 13 días del mes de marzo del año 2019

EL AUTOR:

---

BELTRÁN IBARRA, FERNANDO GABRIEL

# Reporte urkund



FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICO-MECÁNICA  
TESIS: Diseño de sistema para la Gestión de Mantenimiento de una Subestación de 69kV. Beltrán  
Ibarra, Fernando Gabriel Trabajo de titulación en vista a la obtención de grado de INGENIERO ELÉCTRICO-  
MECÁNICO TUTOR: Ing. Philico Asqui, Luis Orlando M.S.C. Guayaquil, Ecuador 13 de noviembre de 2023

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICO-MECÁNICA  
CERTIFICACIÓN: Certificamos que en el presente trabajo de titulación, fue realizado en su totalidad por el Sr.  
Beltrán Ibarra, Fernando Gabriel como requerimiento para la obtención del Título de INGENIERO ELÉCTRICO-  
MECÁNICO TUTOR: Ing. Philico Asqui, Luis Orlando M.S.C.  
DIRECTOR DE LA CARRERA: Ing. Marco Antonio Guaymas, A. 2023  
13 de noviembre de noviembre de 2023

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICO-MECÁNICA  
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD: Yo, Beltrán Ibarra, Fernando Gabriel, DECLARO QUE EL TRABAJO DE  
TITULACIÓN: "Diseño de sistema para la Gestión de Mantenimiento de una Subestación de 69kV" en vista a la  
obtención del Título de Ingeniero Eléctrico-Mecánico, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales  
de terceros conforme al código que constan en el documento, cuyos fuentes se incorporan en las referencias  
bibliográficas. Consecuentemente me comprometo a no utilizar, de manera indebida, esta obra de titulación, me

Reporte Urkund del trabajo de titulación en ingeniería eléctrico-Mecánica denominado: **Diseño de sistema para la Gestión de Mantenimiento de una Subestación de 69kv del estudiante Beltrán Ibarra, Fernando Gabriel** esta al 3% de coincidencias.

Atentamente,  
  
MSc. Orlando Philico Asqui  
Revisor

## **AGRADECIMIENTO**

En primer lugar a Dios por la bendición que me brinda en toda mi existencia y por darme la fortaleza de culminar esta etapa de estudios.

A mis padres por su entrega y apoyo para seguir adelante con mis estudios, para ser una persona de bien ante la sociedad.

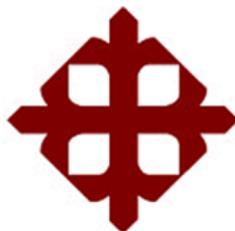
A mis familiares, compañeros y amigos por la motivación y entereza que me facilitaron para cumplir con este logro.

Fernando Gabriel Beltrán Ibarra

## **DEDICATORIA**

A Dios por ser el pilar indispensable en mi vida, por darme salud, fuerza para seguir adelante, a mi familia por el apoyo durante todos estos años, y desearme buenos deseos y prosperidad.

Fernando Gabriel Beltrán Ibarra



**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO MECÁNICA

**TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN**

f. \_\_\_\_\_

**ING. HERAS SÁNCHEZ, MIGUEL ARMANDO, M.SC.**

DIRECTOR DE CARRERA

f. \_\_\_\_\_

**ING. PHILCO ASQUI, LUIS ORLANDO M.S.C.**

COORDINADOR DE TITULACION

f. \_\_\_\_\_

**ING. PALAU DE LA ROSA, LUIS EZEQUIEL**

OPONENTE



## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL.....	IX
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XV
ÍNDICE DE TABLAS .....	XVII
RESUMEN.....	XVIII
ABSTRACT .....	XIX
CAPÍTULO 1: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	2
Introducción.....	2
1.1 Justificación.....	3
1.2 Planteamiento del problema .....	3
1.3 Objetivos del problema de investigación .....	4
1.3.1 Objetivo General.....	4
1.3.2 Objetivos Específicos .....	4
1.4 Tipo de investigación .....	4
1.5 Hipótesis .....	5
1.6 Metodología.....	5
CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO .....	6
2.1 La subestación eléctrica.....	6
2.2 Características eléctricas de las subestaciones .....	6
2.3 Tipos de subestaciones eléctricas .....	6
2.3.1 Subestación eléctrica de corriente alterna.....	7
2.3.2 Subestación eléctrica de corriente continua.....	7
2.3.3 Subestación receptora secundaria .....	7
2.3.4 Subestación tipo intemperie.....	8
2.3.5 Subestación tipo interior .....	8
2.3.6 Subestaciones tipo blindado.....	9
2.3.7 Subestaciones de transmisión .....	9
2.3.8 Subestaciones de subtransmisión.....	9
2.3.9 Subestación primaria de reducción .....	9
2.4 Componentes de una subestación.....	10
2.5 Descripción de componentes principales de una subestación eléctrica.....	11
2.5.1 El transformador .....	11
2.5.2 Transformador de potencia .....	11
2.5.3 Elementos que constituyen un transformador.....	12

2.5.4 Partes funcionales de un transformador.....	13
2.5.5 Conexiones en los transformadores de potencia.....	15
2.5.6 Clasificación de transformadores.....	16
2.5.7 Interruptor de potencia.....	17
2.5.8 Restaurador (Reconectador) .....	18
2.5.9 Cuchillas desconectadoras .....	19
2.5.10 Cuchillas de puesta a tierra .....	22
2.5.11 Apartarrayos o pararrayos.....	23
2.5.12 Banco de condensadores.....	24
2.5.13 Baterías .....	25
2.5.14 Transformadores de instrumento .....	26
2.5.15 Relevadores.....	28
2.6 Sistema de puesta a tierra en subestaciones eléctricas (SPT).....	29
2.6.1 Normatividad en Sistemas de Puesta a Tierra .....	29
2.6.2 Objetivo del Sistema de Puesta a Tierra .....	29
2.6.3 Partes que componen las instalaciones de puesta a tierra.....	30
2.6.4 Disposición geométrica de la puesta a tierra .....	31
2.6.5 Tipos de puesta a tierra según su función.....	32
2.6.6 Tensiones de paso y contacto.....	33
2.6.7 Resistividad superficial aparente del terreno .....	33
2.7 Aparamenta de maniobra y protección.....	34
2.7.1 Conjunto de una aparamenta.....	34
2.8 Mantenimiento de una subestación .....	35
2.8.1 Procedimientos y normativa para S/E de 69kV .....	35
2.8.2 El mantenimiento.....	37
2.8.3 Objetivos del mantenimiento.....	37
2.8.4 Tipos de mantenimiento.....	37
2.9 Fallas.....	39
2.10 Fallas influenciadas por armónicos en redes eléctricas.....	39
2.10.1 Cargas lineales y no lineales.....	40
2.10.2 Los armónicos.....	41
2.10.3 Origen de los armónicos .....	41
2.10.4 Efectos de los armónicos .....	43

2.10.5 Soluciones frente a los armónicos .....	45
2.11 Subestación eléctrica y cables apantallados .....	52
2.12 La automatización de la subestación .....	53
2.13 La automatización de los alimentadores.....	54
2.13.1 Localización de la falla .....	54
2.14 Gestión de mantenimiento.....	54
2.15 Fundamentos técnicos en la toma de decisiones .....	56
2.16 Políticas en la gestión del mantenimiento energético.....	57
<b>CAPÍTULO 3:</b> .....	<b>58</b>
<b>INFORMES DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE MILAGRO</b> .....	<b>58</b>
3.1 Reportes de control de S/E .....	58
3.1.1 Subestación Milagro (230kV/138kV y 69kV).....	59
3.2 Estadísticas de reportes de fallas .....	65
3.3 Reportes de fallas electromecánicas.....	67
3.4 Cumplimiento de las políticas en la gestión del mantenimiento energético ....	68
3.4.1 Suceso 1 .....	68
3.4.2 Suceso 2 .....	69
<b>CAPÍTULO 4:</b> .....	<b>71</b>
<b>DISEÑO DE SISTEMA PARA LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO PARA</b> <b>SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE 69kV</b> .....	<b>71</b>
4.1 Gestiones administrativas iniciales.....	71
4.2 Análisis de los modos de fallos y de sus efectos (AMFE) .....	71
4.3 Aplicación de un AMFE de un transformador de potencia .....	72
4.4 Formulación de árbol de fallas .....	73
4.5 Tipos de posibles fallas en subestaciones eléctricas de 69kV .....	75
4.6 Análisis de las condiciones de la S/E .....	76
4.7 Procedimiento de descargos de una subestación eléctrica de AT .....	78
4.8 Modalidades de descargo .....	79
4.9 Plan de operaciones en mantenimiento .....	79
4.10 Desarrollo del proceso de mantenimiento de subestación de 69kV .....	80
4.10.1 Pertinencia en la aplicación de mantenimiento correctivo .....	80
4.10.2 Aplicación de mantenimiento preventivo .....	81
4.10.3 Aplicación de mantenimiento predictivo .....	83
4.11 Documentación para ejecutar un mantenimiento .....	83

4.11.1 Manual de mantenimiento .....	83
4.11.2 Fichas técnicas de mantenimiento .....	83
4.11.3 Ordenes de trabajo (OT) .....	84
4.11.4 Orden de trabajo por actividad.....	85
4.11.5 Interpretación de resultados .....	85
4.12 Normas para pruebas en mantenimiento de componentes de subestaciones..	85
4.12.1 Normas para pruebas a transformadores de potencia .....	87
4.12.2 Normas para pruebas de interruptores de potencia.....	88
4.12.3 Normas adicionales para pruebas de componentes de subestaciones eléctricas .....	88
4.13 Listado de pruebas para mantenimiento preventivo .....	89
4.13.1 Transformador de potencia – Pruebas para Mantenimiento Preventivo..	89
4.13.2 Interruptor de Potencia – Pruebas para Mantenimiento Preventivo .....	90
4.13.3 Seccionadores de Potencia – Pruebas para mantenimiento Preventivo...	90
4.13.4 Transformadores de Corriente Pruebas para mantenimiento Preventivo	91
4.13.5 Transformadores de Tensión – Pruebas para Mantenimiento Preventivo	91
4.13.6 Descargadores de Sobretensión – Pruebas para Mantenimiento Preventivo .....	92
4.13.7 Reactores.....	92
4.13.8 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento – Pruebas para Mantenimiento preventivo .....	92
4.13.9 Barrajes y Cables desnudos – Pruebas para Mantenimiento Preventivo.	92
4.13.10 Celdas 69kV/13.8 kV – Pruebas para Mantenimiento Preventivo .....	93
4.13.11 Tableros de Control y Medida – Pruebas para Mantenimiento Preventivo .....	93
4.13.12 Tableros de Relés – Pruebas para Mantenimiento Preventivo .....	94
4.13.13 Tableros de Servicios Auxiliares – Pruebas para Mantenimiento Preventivo .....	94
4.13.14 Cargadores – Pruebas para Mantenimiento Preventivo.....	94
4.13.15 Baterías – Pruebas para Mantenimiento Preventivo .....	95
4.13.16 Planta diésel de emergencia – Pruebas para Mantenimiento Preventivo .....	95
4.13.17 Reconectores – Pruebas para Mantenimiento Preventivo.....	95
4.13.18 Motores de corriente alterna y continúa .....	95
4.13.19 Bandejas Portacables.- Pruebas para Mantenimiento Preventivo.....	96

4.13.20	Conectores y Terminales. – Pruebas para Mantenimiento Preventivo. .	96
4.14	Listado de pruebas para mantenimiento predictivo .....	96
4.14.1	Transformadores de Potencia - Pruebas para Mantenimiento Predictivo	96
4.14.2	Interruptores de potencia – Pruebas para Mantenimiento Predictivo .....	97
4.14.3	Seccionadores de Potencia – Pruebas para Mantenimiento Predictivo ...	97
4.14.4	Transformadores de Corriente – Pruebas para Mantenimiento Predictivo .....	97
4.14.5	Transformadores de Tensión – Pruebas para Mantenimiento Predictivo	98
4.14.6	Descargador de Sobretensiones – Pruebas para Mantenimiento Predictivo .....	98
4.14.7	Malla de Puesta a Tierra – Pruebas para Mantenimiento Predictivo .....	98
4.14.8	Barrajes, Cables desnudos y conectores de alta – Pruebas para mantenimiento predictivo .....	98
4.14.9	Celdas 69kV/13.8 kV – Pruebas para Mantenimiento Predictivo .....	99
4.14.10	Cables de Potencia Aislados – Para Mantenimiento Predictivo. ....	99
4.14.11	Relés de Protecciones. ....	99
4.14.12	Motores de corriente alterna y continúa. ....	99
4.15	Mantenimiento correctivo actividades .....	99
4.15.1	Mantenimiento Correctivo a Transformadores de Potencia. ....	99
4.15.2	Mantenimiento Correctivo a Interruptores de Potencia. ....	100
4.15.3	Mantenimiento Correctivo a Seccionadores de Potencia. ....	100
4.15.4	Mantenimiento Correctivo a Transformadores de Corriente. ....	100
4.15.5	Mantenimiento Correctivo a Transformadores de tensión. ....	100
4.15.6	Mantenimiento Correctivo a Descargador de Sobretensiones. ....	101
4.15.7	Mantenimiento Correctivo a Malla de Puesta a Tierra. ....	101
4.15.8	Mantenimiento Correctivo a Barrajes y conectores. ....	101
4.15.9	Mantenimiento Correctivo Tableros de control, medidas y protecciones. ....	101
4.15.10	Mantenimiento Correctivo Celdas 69kV/13.8 kV. ....	101
4.16	Elaboración de reportes de mantenimiento preventivo .....	101
4.17	Elaboración de reportes de mantenimiento predictivo .....	102
4.18	Elaboración de reportes de mantenimiento correctivo .....	102
4.19	Reportes de trabajo .....	102
4.20	Actividades de reparación en mantenimiento preventivo/correctivo .....	103

4.20.1 Inspección relé Buchholz – operación .....	103
4.20.2 Cambio de silicagel y mantenimiento a los vasos del deshumectador (Cámara) .....	105
4.20.3 Cambio de bushing de transformador de potencia.....	107
4.21 Aplicaciones con ultrasonido a componentes de S/E 69kV .....	109
4.22 Aplicaciones de termografía en S/E de 69kV.....	109
4.22.1 Barras colectoras.....	109
4.22.2 Cuchilla seccionadora.....	111
4.23 CONSOLIDADO DE LA PROPUESTA.....	112
<b>CAPITULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>113</b>
5.1 Conclusiones.....	113
5.2 Recomendaciones .....	114
Referencias Bibliográficas .....	116
<b>ANEXOS.....</b>	<b>119</b>
ANEXO A: Fichas técnicas de componentes de subestación de 69/13.8kV .....	120
ANEXO B: Formatos de plan de mantenimiento.....	125
ANEXO C: Cronograma de mantenimiento preventivo .....	135
ANEXO D: Plan de mantenimiento correctivo .....	140
ANEXO E: Orden de trabajo para mantenimiento.....	145
ANEXO F: Plan de mantenimiento predictivo.....	147
ANEXO G: GLOSARIO .....	149

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Tipos de subestaciones eléctricas .....	7
Figura 2: Subestación tipo intemperie.....	8
Figura 3: Subestación tipo interior .....	8
Figura 4: Subestación tipo blindado.....	9
Figura 5: Subestación primaria de reducción.....	10
Figura 6: Partes del transformador 1 .....	12
Figura 7: Partes del transformador 2.....	13
Figura 8: Interruptor de potencia 72.5kV.....	17
Figura 9: Interruptor SF6 trifásico 69kV/Automático .....	18
Figura 10: Reconectador – Restaurador.....	19
Figura 11: Reconectador al vacío 3AD SIEMENS 38Kv.....	19
Figura 12: Cuchillas desconectoras de apertura vertical/corriente 2000A.....	20
Figura 13: Seccionador tipo pantógrafo de 72.5kV .....	21
Figura 14: Seccionador tipo semipantógrafo .....	21
Figura 15: Seccionador de apertura central 69kV .....	22
Figura 16: Cuchilla desconectora de operación en grupo tipo "V" y .....	22
Figura 17: Montaje horizontal de cuchilla desconectora tipo "V" con apertura lateral y operación manual de cuchilla de puesta a tierra 72.5kV.....	23
Figura 18: Pararrayos tipo subestación de ZnO .....	24
Figura 19: Pararrayos tipo distribución.....	24
Figura 20: Banco de capacitores .....	25
Figura 21: Banco de baterías 50A-h.....	26
Figura 22: Partes de un Transformador de potencial .....	27
Figura 23: Transformador de corriente con aislamiento de papel 600A.....	28
Figura 24: Relé de potencia RPM 32F7/12/24/48/110vCC .....	29
Figura 25: Materiales para puesta a tierra. Parte 1 .....	31
Figura 26: Materiales para puesta a tierra. Parte 2.....	31
Figura 27: Disposición geométrica tipo malla .....	32
Figura 28: Tensión de paso y contacto.....	33
Figura 29: Esquema representativo de la subestación de 69kV .....	36
Figura 30: Curva sinusoidal / cargas lineales.....	40
Figura 31: Curva no sinusoidal / carga no lineal.....	40
Figura 32: Curva no sinusoidal / Armónica .....	41
Figura 33: Horno de arco / AC/DC .....	42
Figura 34: Componentes de horno de arco .....	43
Figura 35: Desgaste de cables por armónicos / efecto piel .....	44
Figura 36: Exceso de corriente en el neutro.....	45
Figura 37: Cargas no lineales colocadas lo más aguas arriba posible.....	47
Figura 38: Las cargas no lineales juntas y lo más aisladas posible de las cargas sensibles .....	47
Figura 39: Cargas no lineales con alimentación independiente .....	48
Figura 40: Bloqueo de la propagación de los armónicos del 5° y 7° armónico.....	48

Figura 41: Funcionamiento de un filtro pasivo .....	49
Figura 42: Funcionamiento de un filtro activo. Muestra un compensador activo de armónicos .....	50
Figura 43: Filtro sintonizado .....	51
Figura 44: Cable con apantallamiento tipo malla o trensa .....	52
Figura 45: Cable con blindaje xlpe 33kV .....	53
Figura 46: Cable con blindaje 2XHCM2Y-J/400kV .....	53
Figura 47: Flujograma general de la gestión documentaria de mantenimiento .....	55
Figura 48: Perfil de voltaje.....	60
Figura 49: Curvas de flujo de MVA de transmisión .....	60
Figura 50: Curvas de flujo de transformadores.....	61
Figura 51: Curvas de flujo de entregas de transmisión .....	62
Figura 52: Formato de reportes CELEC .....	62
Figura 53: Ejecución de mantenimientos en el sistema ecuatoriano.....	66
Figura 54: Energía no suministrada por fallas en el SNI (GWh).....	67
Figura 55: Análisis de falla (sobrecalentamiento de transformador FOA) .....	74
Figura 56: Relé Bulchholz con fuga de aceite .....	103
Figura 57: Bornes de conexiones eléctricas, válvula e indicadores de nivel de aceite del Relé Bulchholz .....	104
Figura 58: Pernos que sujetan al Relé Bulchholz.....	104
Figura 59: Relé Bulchholz desarmado para detectar fuga de aceite .....	105
Figura 60: Cámara del silicagel en transformador .....	106
Figura 61: Silicagel color rosado/necesita reemplazo.....	106
Figura 62: Llenado de silicagel nuevo hacia la cámara .....	107
Figura 63: Cambio de bushing del transformador de potencia .....	108
Figura 64: Se aplica silicón a terminal de bushing para evitar fuga de aceite .....	108
Figura 65: Aplicación del equipo ultrasónico .....	109
Figura 66: Tomografía tomada a barras colectoras.....	110
Figura 67: Termografía infrarroja en cuchilla seccionadora tipo vertical.....	111

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Tipos de conexiones de transformadores.....	15
Tabla 2: Conjunto de una aparamenta.....	34
Tabla 3: Secuencias de operaciones en SE .....	36
Tabla 4: Diferencias entre cargas lineales y no lineales .....	41
Tabla 5: Gestión del mantenimiento .....	55
Tabla 6: Lectura de voltaje.....	59
Tabla 7: Lecturas de flujo de MVA de transmisión .....	61
Tabla 8: Subestaciones fuera de rango de voltaje .....	63
Tabla 9: Mínimo voltaje fuera de rango.....	63
Tabla 10: Flujos de carga en líneas de transmisión.....	64
Tabla 11: Flujos de carga en transformadores .....	65
Tabla 12: Aplicación de AMFE a transformador.....	72
Tabla 13: Estado de las instalaciones en subestaciones eléctricas.....	77
Tabla 14: Normas para mantenimiento de componentes de subestaciones eléctricas .....	86
Tabla 15: Normas para pruebas a transformadores de potencia .....	87
Tabla 16: Normas para pruebas de interruptores de potencia .....	88
Tabla 17: Otras normas para pruebas de componentes de subestaciones eléctricas ..	88
Tabla 18: Lectura de prueba termografía a barra colectora .....	110
Tabla 19: Tiempo y recomendaciones en reparación de los elementos .....	110
Tabla 20: Lectura de prueba termografía en cuchilla seccionadora tipo vertical ....	111
Tabla 21: Tiempo y recomendaciones en reparación de los elementos .....	112

## RESUMEN

El presente trabajo de titulación se fundamenta, en plantear un diseño de sistema para la gestión de mantenimiento de subestación de 69kV que servirá de guía para la realización de mantenimientos de los componentes y las instalaciones de una subestación. Se realiza una recopilación de información acertada mediante bibliografías y documentos, la metodología revisada permitirá la elección de la forma como debe ser planteada. Lo que se precisa es dar a conocer donde nace la administración del mantenimiento de subestaciones, el CENACE tiene la facultad para hacerlo. Evalúa y analiza con otras entidades involucradas (hebdomadario) en el mantenimiento, el centro de control facilita la información constantemente a las subestaciones eléctricas, y esto favorece a la toma de decisiones para aplicar el mantenimiento adecuado a estas instalaciones, como también su planificación. La administración desarrolla mantenimientos preventivos, predictivos, correctivos y emergentes. Para el proyecto se ha considerado con mayor énfasis la subestación en intemperie, por su disposición, tamaño, funcionalidad y capacidad (MVA). Logra describir sus componentes, así también se muestra los tipos de fallas que se suscitan en estas subestaciones. Se plantea los procedimientos para realizar mantenimientos apegados a la normativa correspondiente, disposición de los documentos para el mantenimiento, se ejecuta el aseguramiento de la zona de trabajo, la predisposición del personal con ímpetu analítico y audaz en las pruebas y reparaciones in situ de los componentes e instalaciones.

***Palabras clave:** subestaciones eléctricas, mantenimiento de subestaciones, fallas, normas para pruebas de mantenimiento, planificación del mantenimiento, orden de trabajo.*

## ABSTRACT

The present titration work is based on proposing a system design for the 69kV substation maintenance management that will serve as a guide for the maintenance of the components and facilities of a substation. A collection of accurate information is made through bibliographies and documents, the revised methodologies will allow the election of the form as it should be proposed. What is needed is to make known where the maintenance of substations is born; CENACE has the power to do so. Evaluates and analyzes with other entities involved (hebdomadario) in maintenance, the control center constantly provides information to the electrical substations, and this favors the decision making to apply the appropriate maintenance to these facilities, as well as their planning. The administration develops preventive, predictive, corrective and emergent maintenance. For the project, the outdoor substation has been considered with greater emphasis, due to its layout, size, functionality and capacity (MVA). It manages to describe its components; it also shows the types of faults that arise in these substations. The procedures for carrying out maintenance according to the corresponding regulations, provision of documents for maintenance, the securing of the work area, the predisposition of the staff with analytical impetus and audacious in the tests and in situ repairs of the components, are presented and facilities.

**Keywords:** *electrical substations, maintenance of substations, failures, standards for maintenance tests, maintenance planning, work order.*

# **CAPÍTULO 1: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

## **Introducción**

La energía eléctrica es considerada como un bien mueble, de utilidad pública y de interés nacional, en donde el estado ecuatoriano tiene la obligación de satisfacer las necesidades de la nación; con eficiencia, con responsabilidad universal, permanente y de calidad. A costos razonables hacia los usuarios, estas disposiciones enmarcan administrar con premura todas las instalaciones, desde la generación hasta la distribución como objetivo final. En tanto llegue la energía eléctrica a su destino, se traslada por instalaciones y tramos (servidumbres), para usar la energía en óptimas condiciones. Las subestaciones eléctricas son parte fundamental y en especial de sub transmisión, que para el Ecuador se trata de niveles de 69kV, es en esta parte especial que se habla de su mantenimiento.

Uno de los objetivos de operación es la de minimizar las pérdidas de energía eléctrica, en todos sus efectos. Los avances tecnológicos hasta la actualidad siguen formando un papel muy importante, porque justamente involucra disciplinas muy aferradas al tratamiento de la energía eléctrica, que van desde el diseño, elaboración de equipos especiales; de transformación, medición, control, protección, etc. Pero también se involucra el manejo de esas tecnologías con una adecuada administración del mantenimiento, usando técnicas y procedimientos basados en las normas que las competen. El mantenimiento comprende, desde una simple limpieza, pruebas mecánicas y eléctricas, uso de equipos y técnicas especiales.

La gestión del mantenimiento es crucial cuando se refiere a trabajos operacionales y de control, en las aparamenta que conforman determinadas líneas de llegada y de salida en determinada subestación eléctrica. A continuación, se detalla brevemente una descripción de los capítulos que comprende esta investigación:

Capítulo 1: Se describe como objetivo principal un sistema para la gestión de mantenimiento de una subestación eléctrica de 69kV. También se plantea como problemática los requerimientos de brindar un servicio ininterrumpido de energía eléctrica a la población, y se justifica en la forma de solucionar las interrupciones, con un servicio de calidad. Además se plantea los aspectos metodológicos para lograrlo.

Capítulo 2: Se estructura un marco teórico en donde se aprecia definiciones importantes, así como ciertos elementos que forman parte de una subestación eléctrica, que facilitan su entendimiento y que están relacionadas al trabajo que se presenta, de tal manera que su revisión permita entender todo lo desarrollado.

Capítulo 3: Se desarrolla un levantamiento de información; de reportes de fallas, de la magnitud de los daños en subestaciones eléctricas de 69kV, de las actividades previas y durante el mantenimiento.

Capítulo 4: Se presenta la propuesta de un sistema para la gestión de mantenimiento de una subestación eléctrica de 69kV, el que se fundamenta en las normas que la rigen; las operaciones, las maniobras, los planeamientos de las actividades en este tipo de instalaciones.

Capítulo 5: Conclusiones y recomendaciones.

Finalmente, el propósito de este proyecto, es que la gestión de mantenimiento que se practique sea eficiente, exista una coordinación exquisita cada vez que se vincule otras instalaciones aledañas y se trabaje conjuntamente para garantizar un buen servicio del fluido eléctrico a la comunidad con seguridad física y humana.

## **1.1 Justificación**

Este trabajo, consiste en desarrollar una forma de solucionar en gran medida los inconvenientes que se presentan en la funcionalidad de una subestación eléctrica de 69kV. Que sea viable en su aplicación en cada uno de los elementos que conforman estas instalaciones, de igual importancia que sea preciso al momento de realizar determinada operación y/o proceso. El planteamiento de esta propuesta, es la de aplicar un mantenimiento asertivo sistémico en cada fase del funcionamiento de una subestación eléctrica de 69kV. Se torna útil porque permite prevenir y disminuir el riesgo de accidentabilidad, y de peligrosidad de daños en los diferentes elementos en estas instalaciones. Este planteamiento es pertinente porque se trata de cumplir con las disposiciones legales en cuanto al manejo de energías y conservar en buen estado cada uno de las partes de una subestación eléctrica.

## **1.2 Planteamiento del problema**

La idea de reducir los accidentes eléctricos, los daños en las instalaciones, en los equipos y componentes adicionales en una subestación eléctrica conlleva a deducir una serie de inconvenientes transformándose en un problema de carácter técnico y administrativo, y que además ocasionan pérdidas económicas. Consideradas amenazas latentes impredecibles, y que en muchas ocasiones se han presenciado incendios en subestaciones no solo en Ecuador, sino en otros países. Así también, el abastecimiento de energía eléctrica a los usuarios, se torna preocupante al momento de presentarse anomalías en el funcionamiento de las subestaciones eléctricas, y hacen que las interrupciones se prolonguen en tiempos largos. De la misma manera

se percibe los mecanismos para dar solución, plantearlo dentro de las actividades en una subestación es un gran reto, lo que favorecería en mitigar y reducir la magnitud de los daños físicos y humanos en las subestaciones eléctricas. Por lo mismo en estos tiempos se emplean una serie de instrumentos tecnológicos que ayudan a minimizar estos riesgos, en tanto nada es suficiente cuando se habla de seguridad en las subestaciones eléctricas de 69kV.

### **1.3 Objetivos del problema de investigación**

#### **1.3.1 Objetivo General**

Diseñar un sistema de gestión de mantenimiento para subestaciones eléctricas de 69kV, mediante métodos de mantenimiento y técnicas adecuadas para optimizar el buen funcionamiento de la subestación eléctrica.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

- ❖ Describir la estructura y operación de una subestación eléctrica de 69kV.
- ❖ Definir los métodos de mantenimiento aplicables a la subestación eléctrica mediante la bibliografía y documentos pertinentes.
- ❖ Proponer un sistema de gestión de mantenimiento para subestación eléctrica de 69kV para evitar los accidentes del personal, daños de los componentes de la SE y optimizar el servicio a los usuarios mediante bibliografías, documentos, métodos de clasificación y análisis modelos de mantenimiento.

### **1.4 Tipo de investigación**

Lo que expresa Vásquez (2018) de Gestipolis11. Precisa en practicar la investigación: Exploratoria; lo esencial es familiarizarse con un tema desconocido, novedoso o escasamente estudiado, además permite formular hipótesis. Descriptiva; sirve para analizar cómo es y cómo se manifiesta un fenómeno, permite establecer las características que identifican y delimitan los hechos que conforman el problema. Explicativa; se busca las razones o causas que ocasionan ciertos fenómenos (Vásquez Hidalgo, 2018).

Ahora bien, relacionando con el mantenimiento la exploración genera intervención en el lugar, también conocido como estudio de campo en donde se inspecciona el área, los componentes y las condiciones de una subestación. La descriptiva ayuda a determinar las limitaciones de determinado suceso, es decir plantear hasta donde puede abarcar esta investigación. La

explicativa porque facilitaría los tipos de mantenimiento que se puedan aplicar en esta investigación, además de la planificación para la misma.

### **1.5 Hipótesis**

El diseño de un sistema para la gestión de mantenimiento de una subestación eléctrica de 69kV, empleando el método de mantenimiento y técnicas adecuadas mejorará el funcionamiento de los equipos y alargar su vida útil, y el desempeño del personal encargado.

Sin lugar a dudas todo proyecto que se plantee para determinado propósito busca potenciar, mejorar, optimizar y todo argumento similar. En aras de salvaguardar, proteger la integridad de la vida y las instalaciones de una subestación, se verá reflejado en la aplicación real en los tiempos y lugar específico, por ello la interrogante si mejorará o no el funcionamiento de una subestación eléctrica para cuyo fin fue creado.

### **1.6 Metodología**

La metodología es la forma de conducir una investigación, y esta se lleva a cabo mediante la aplicación de uno o más métodos que ayudará a conseguir información valiosa, en que se tendrá que comprobar o corregir y muy probablemente considerarla en el tema de investigación. Para lograr que la recopilación de información sea precisa es necesario emplear algún método de investigación, el cual contiene los medios para conseguirlo, direccionada al tema que se trate. Los métodos de investigación pueden valorarse como un conjunto de procedimientos ordenados que permiten orientar la agudeza de la mente para descubrir y explicar una verdad. Su utilidad consiste en que tienden al orden para convertir un tema en un problema de investigación y llevar a cabo la aprehensión de la realidad. (Aguilera Hintelholher, 2013, pág. 86)

El método descriptivo permitirá describir y evaluar la magnitud de las técnicas a emplear en concordancia con las normas que intervienen en un mantenimiento aplicado. El método explicativo ayudara a que el mantenimiento escogido sea la adecuada. La investigación será productiva mientras la recolección de datos coincida con el planteamiento de la propuesta.

## **CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO**

### **FUNDAMENTOS DE SUBESTACIONES Y SU MANTENIMIENTO**

La generación de energía eléctrica es diversa y los recursos juegan un papel preponderante depositado en la naturaleza, recursos primarios muy necesarios que se debe vigilar y proteger, razón por la cual implica la optimización permanente de los procesos que involucra su transformación y transporte, las subestaciones eléctricas están inmersa en aquello y el cumplimiento de transportar energía eléctrica en óptimas condiciones de uso, implica realizar los mantenimientos adecuados en estas instalaciones.

#### **2.1 La subestación eléctrica**

Definición. “Una subestación eléctrica es un conjunto de elementos o dispositivos que nos permiten cambiar las características de energía eléctrica (voltaje, corriente, frecuencia, etcétera), tipo C.A o C.C, o bien conservarle dentro de ciertas características” (Enríquez Harper, 2005, pág. 17).

#### **2.2 Características eléctricas de las subestaciones**

Lo que indica Enríquez (1983) es, en el proyecto de las subestaciones eléctricas los parámetros eléctricos sobre las cuales se hace la selección de las características constructivas y de los equipos y aparatos son básicamente cuatro: las tensiones a la que trabajara la instalación, el nivel de aislamiento admisible en los aparatos por instalar, la corriente máxima que se prevé en servicio continuo (o la máxima potencia) y la corriente de corto circuito (Enriquez Harper, 1983, págs. 37, 38).

#### **2.3 Tipos de subestaciones eléctricas**

En esta sección se presenta una relación de subestaciones eléctricas con enfoques de: operación, servicio, construcción y niveles de tensión. Este planteamiento se visualiza en la figura 1, en donde se combinan entre ellas en cuanto a su aplicabilidad, razón por la cual sus definiciones se hacen extensa, y que por motivo del tema de investigación se hará extensiva en su composición el de tipo primario reductora en intemperie. Sin embargo, se definirán otras representativas.

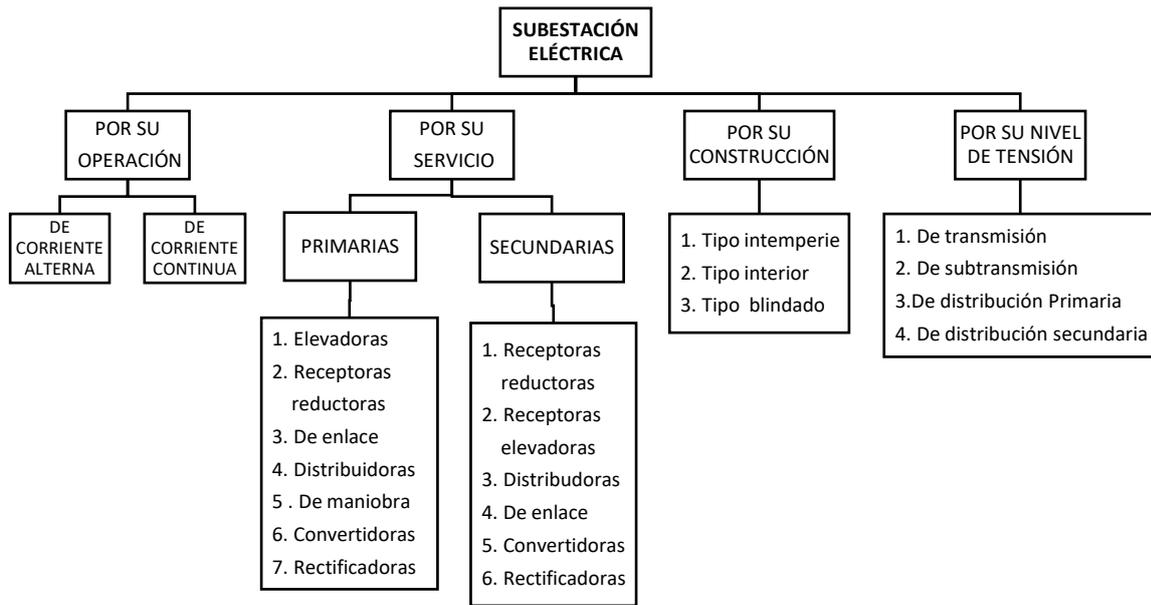


Figura 1: Tipos de subestaciones eléctricas  
Fuente: Autor

### 2.3.1 Subestación eléctrica de corriente alterna

Son las encargadas de transformar y transportar energía eléctrica solo de corriente alterna, este tipo de subestación es la más utilizada a nivel mundial y especialmente en Ecuador, comprende voltajes de 230kV, 138kV, 69kV, 46kV y 22kV.

### 2.3.2 Subestación eléctrica de corriente continua

Este tipo de subestación sirve para rectificar la corriente alterna en corriente directa se usan de gran capacidad para la transmisión de corriente directa utilizando para la rectificación de tiristores e IGBTs (transistor bipolar de puerta aislada). Las de baja capacidad se usan principalmente en la industria. (SCRIBD, 2019)

### 2.3.3 Subestación receptora secundaria

Según Alcalá, García y Hernández (2010) mencionan que subestaciones receptoras secundarias son aquellas que “generalmente estas están alimentadas por las redes de su transmisión, y suministran la energía eléctrica a las redes de distribución a tensiones de 34.5kV y 6.9kV. (Alcalá Sánchez, García Cortés, & Hernández Aréstigui, 2010, pág. 7). Caso ecuatoriano de 6.3kV, 13.8kV y 22kV en media tensión.

### 2.3.4 Subestación tipo intemperie

Generalmente se construyen en terrenos expuestos a la intemperie, y requiere de un diseño, aparatos y maquinas capaces de soportar el funcionamiento bajo condiciones atmosféricas adversas (lluvia, viento, nieve, etc.) por lo general se utilizan en los sistemas de alta tensión. (Alcalá Sánchez, García Cortés, & Hernández Aréstigui, 2010, pág. 7).

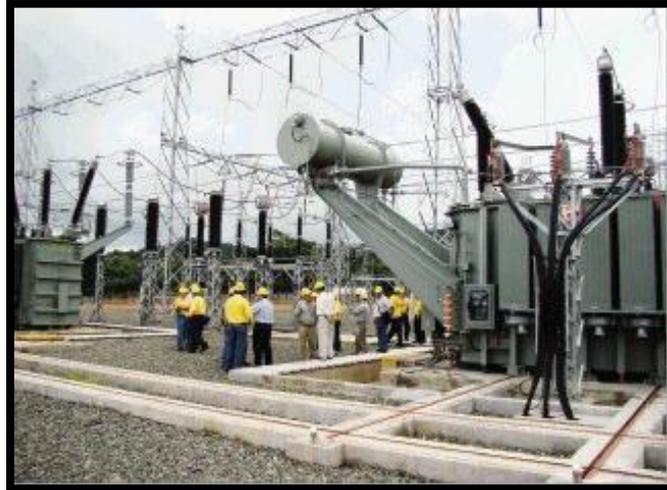


Figura 2: Subestación tipo intemperie  
Fuente: Autor

### 2.3.5 Subestación tipo interior

En este tipo de subestaciones los aparatos y máquinas están diseñados para operar en interiores, son pocos los tipos de subestaciones tipo interior y generalmente son usados en las industrias. (Alcalá Sánchez, García Cortés, & Hernández Aréstigui, 2010, pág. 8).



Figura 3: Subestación tipo interior  
Fuente: Autor

### **2.3.6 Subestaciones tipo blindado**

En estas subestaciones los aparatos y las máquinas están bien protegidos, y el espacio necesario es muy reducido, generalmente se utilizan en fábricas, hospitales, auditorios, edificios y centros comerciales que requieran poco espacio para su instalación, generalmente se utilizan en tensiones de distribución y utilización, es aquí donde se encuentra la subestación compacta. (Alcalá Sánchez, García Cortés, & Hernández Aréstigui, 2010, pág. 8).



Figura 4: Subestación tipo blindado  
Fuente: Autor

### **2.3.7 Subestaciones de transmisión**

Estas son las que manejan niveles de tensión de 230 kV o más.

### **2.3.8 Subestaciones de subtransmisión**

Manejan niveles de tensión 69 kV a 138 Kv.

### **2.3.9 Subestación primaria de reducción**

Según Enríquez (2005) clasifica las subestaciones y en particular: “por su operación; de corriente alterna, por su servicio en; primaria receptoras reductoras y por su construcción en; tipo intemperie” (Enríquez Harper, 2005, pág. 19).

Esta clasificación se resume en el tipo de corriente alterna primaria receptora y reductora en intemperie, objeto adyacente a la investigación es una aplicación real para el sistema

ecuatoriano, ingresa tensiones de 230kV y 138kV con salida a 69kV. Se pueden encontrar subestaciones en su mayoría consideradas como su transmisión a nivel de 69kV, pero también como distribución en el mismo nivel de voltaje.

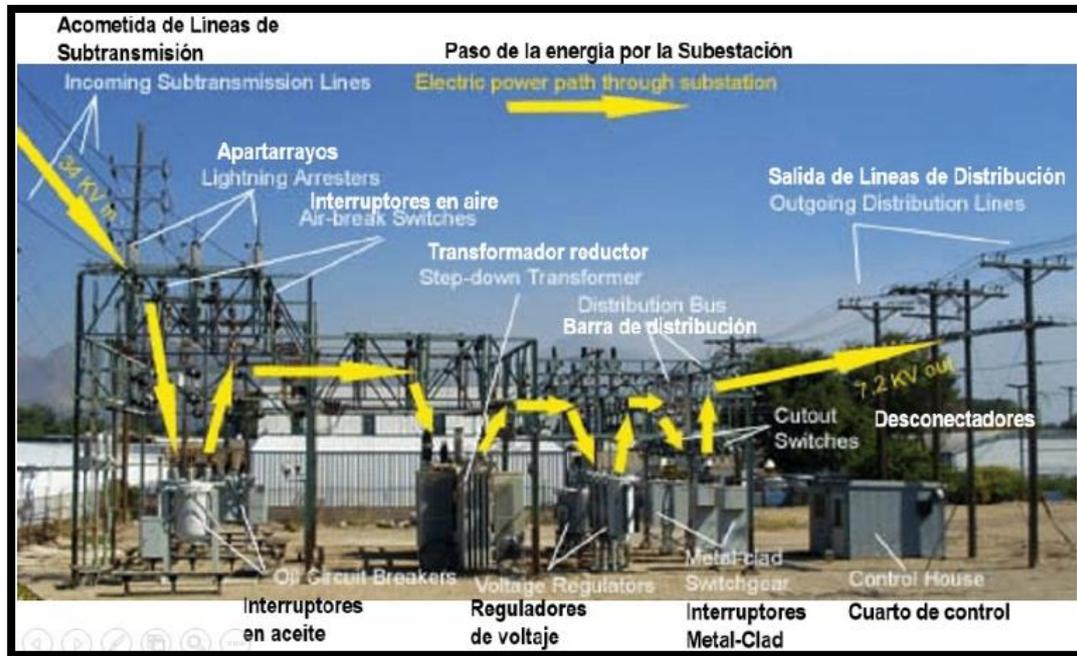


Figura 5: Subestación primaria de reducción  
Fuente: Autor

## 2.4 Componentes de una subestación

La dimensión de una subestación depende de la capacidad de energía eléctrica a suministrar, entonces el área está muy relacionada a los componentes que deben tener estas instalaciones y las reservas correspondientes, la distribución y disposición de cada componente está basada a normas técnicas, en sus diferentes variables y características; de funcionamiento, de instalación y los espacios que se dispone para los mismos.

Según Enríquez (2005) los describe como: Componentes constitutivos de una subestación, y aclara que, los componentes que constituyen una subestación se pueden clasificar en componentes principales o primarios y componentes secundarios.

- ❖ **Componentes principales o primarios:** Transformador, interruptor de potencia, restaurador, cuchillas fusibles, cuchillas desconectadoras y cuchillas de prueba, apartarrayos, tableros dúplex de control, condensadores, transformadores de instrumento.

- ❖ **Componentes secundarios:** Cables de potencia, cables de control, alumbrado, estructura, herrajes, equipo contra incendio, equipo de filtrado de aceite, sistema de tierras, carrier, intercomunicación, trincheras, ductos, conducto, drenajes y cercas (Enríquez Harper, 2005, págs. 20, 21).

## **2.5 Descripción de componentes principales de una subestación eléctrica**

Se debe tener en cuenta que existe una gran gama de componentes entre principales y secundarios que, por sus características especiales en base a su aplicación (Modelos, formas, marcas, capacidad de trabajo, tiempo de respuesta, etc.). Estas tendrán los soportes de seguridad, control y protección de otros elementos que necesariamente se tienen que incorporar y trabajar o conexionarse conjuntamente a una aparamenta de circuitos con un fin ya previsto.

### **2.5.1 El transformador**

El transformador es la parte más importante de una subestación eléctrica ya sea por la función que representa de transferir la energía eléctrica en un circuito a otro que son por lo general de diferente tensión y solo están acoplados magnéticamente, o bien por su costo con relación a las otras partes de la instalación. (Enriquez Harper, 1983, págs. 43, 45)

La referencia indicada como transformador, incide en mayor medida en una denominación específica como: Transformador de potencia, porque trabaja con niveles muy altos de voltaje, es decir llega a una subestación voltajes de 138 kV y 230kV para transformarla a 69kV, y realizar subtransmisión o distribución según los requerimientos que se presentan en determinado proyecto de habilitación de líneas de tensión. Se debe indicar además que los estándares de kV en algunos casos se los trabaja según su funcionalidad y servicio. No debe olvidarse que el objetivo principal de la transmisión de energía eléctrica se debe realizar con la menor pérdida de energía posible y que, en términos de potencia será, más efectiva en su utilización.

### **2.5.2 Transformador de potencia**

El transformador de potencia según Trashorras (2015) expresa que “se entiende como transformador de potencia el que transforma la tensión de AT/AT o AT/ MT” (Trashorras Montecelos, 2015, pág. 77). Además, agrega que, en cambio el transformador de distribución es el que transforma la tensión de MT/BT.

- ❖ **Niveles de tensión.** Según la normativa ANSI C84.1-1995 establece los siguientes valores de voltaje: Bajo voltaje: Son voltajes nominales de sistemas menores o iguales a 1kV. Medio voltaje: Son voltajes nominales de sistemas mayores a 1kV y menores de 100kV. Alto voltaje: Son voltajes nominales de sistemas iguales o mayores que 100kV e igual que 230kV. Para el sistema ecuatoriano, en forma general, se manejan los siguientes niveles de voltaje: “Generación: 13.8 kV, transmisión: 230 kV. – 138 kV, sub-transmisión: 69 kV, distribución en medio voltaje: 6.3 kV. – 13.8 kV. – 22 kV, distribución en bajo voltaje: 220 / 127 V. – 240 / 120 V”. (Rivera Calle, 2013, pág. 20)

### 2.5.3 Elementos que constituyen un transformador

Una subestación eléctrica del tipo; de corriente alterna primaria receptora y reductora en intemperie con tensión reducida a 69kV, será posible su existencia de transformación de energía eléctrica y justificación de servicio, si existe un elemento fundamental, éste es el transformador de potencia. Y es la razón, en la aplicación de todas las medidas de seguridad para su cuidado y se encuentre operativo en todo momento. A continuación, se describe sus componentes principales:

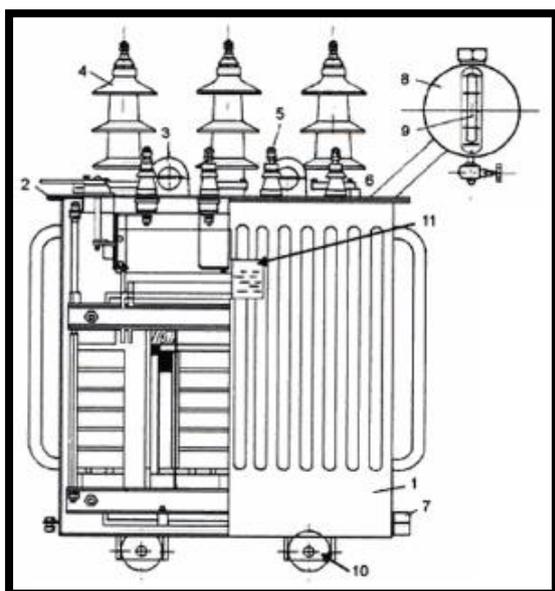


Figura 6: Partes del transformador 1  
Fuente: Autor

- 1.- Tanque
  - 2.- Tapa de tanque
  - 3.- Gancho de sujeción
  - 4.- Boquillas aisladores de alta tensión
  - 5.- Boquillas aisladores de baja tensión
  - 6.- Punto de instalación del termómetro
  - 7.- Válvula de drenaje de aceite
  - 8.- Tanque conservador
  - 9.- Indicador de nivel
  - 10.- Ruedas de rodar
  - 11.- Placa de datos del transformador
- (Enríquez Harper, 2005, pág. 24)

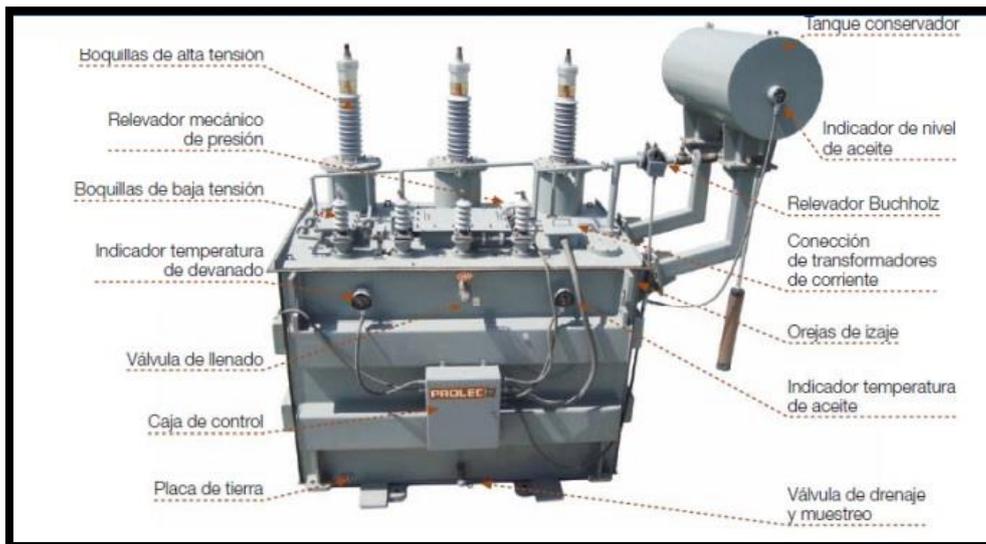


Figura 7: Partes del transformador 2  
Fuente: Autor

## 2.5.4 Partes funcionales de un transformador

Se considera tres: la parte activa, la parte pasiva y los accesorios.

### 2.5.4.1 Parte activa

Se forma por elementos aislados del tanque principal, y que participan en la conducción eléctrica o de flujo magnético dentro del transformador. Comprende los siguientes elementos:

**Núcleo.-** Éste constituye el circuito (o paquete) magnético, está fabricado en láminas de acero silicoso, con un espesor de 0.28 mm. La norma que utiliza el fabricante para el diseño del núcleo no establece formas ni condiciones especiales para poder fabricarlo. Para su construcción se busca la estructura más adecuada a las necesidades y capacidades del diseño. Por ejemplo, el núcleo puede ir unido a la tapa y levantarse junto con ella, o puede ir unido a la pared del tanque, lo cual proporcionaría una mayor resistencia durante las maniobras mecánicas de transporte a las que se someterá al transformador.

**Bobinas.-** Éstas constituyen el circuito (ó paquete) eléctrico. Se fabrican utilizando alambre de cobre o de aluminio. Los conductores se forran de modo que queden eléctricamente aislados, el aislamiento puede tener diferentes características, de acuerdo con la tensión de servicio de la bobina, la temperatura y el medio en que va a estar sumergida. Los devanados deben tener conductos de enfriamiento radiales y axiales que

permitan fluir el aceite y eliminar el calor generado en su interior. Además, deben tener apoyos y sujeciones suficientes para soportar los esfuerzos mecánicos debidos a su propio peso, y sobre todo los de tipo electromagnético que se producen durante los cortocircuitos.

Las bobinas, según la capacidad y tensión del transformador pueden ser de tipo rectangular para pequeñas potencias, de tipo cilíndrico para potencias medianas y de tipo galleta para las potencias altas.

**Bastidor.-** Está formado por un conjunto de elementos estructurales que rodean el núcleo y las bobinas, y cuya función es soportar los esfuerzos mecánicos y electromagnéticos que se desarrollan durante la operación del transformador.

**Cambiador de Derivaciones.-** Constituye el mecanismo que permite regular la tensión de la energía que fluye de un transformador. Puede ser de operación automática o manual, puede instalarse en el lado de alta o de baja tensión dependiendo de la capacidad y tensión del aparato, aunque conviene instalarlos en alta tensión, debido a que su costo disminuye en virtud de que la intensidad de corriente es menor.

#### **2.4.5.2 Parte Pasiva**

Consiste en el tanque donde se aloja la parte activa; se utiliza en los transformadores cuya parte activa va sumergida en líquidos. El tanque debe ser hermético, soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente, proteger eléctrica y mecánicamente el transformador, ofrecer puntos de apoyo para el transporte y la carga del mismo, soportar los enfriadores, bombas de aceite, ventiladores y los accesorios especiales.

#### **2.5.4.3 Accesorios**

Los accesorios de un transformador son un conjunto de partes y dispositivos que auxilian en la operación y facilitan las labores de mantenimiento. Estos son:

**Tanque conservador.-** Es un tanque extra colocado sobre el tanque principal del transformador, cuya función es absorber la expansión del aceite debido a los cambios de temperatura, provocados por los incrementos de carga. El tanque se mantiene lleno de aceite aproximadamente hasta la mitad. En caso de una elevación de temperatura, el nivel de aceite se eleva comprimiendo el gas contenido en la mitad superior si el tanque es sellado, o expulsado el gas hacia la atmósfera si el tanque tiene respiración.

**Boquillas.-** Son los aisladores terminales de las bobinas de alta y baja tensión que se utilizan para atravesar el tanque o la tapa del transformador.

**Tablero.-** Es un gabinete dentro del cual se encuentran los controles y protecciones de los motores de las bombas de aceite, de los ventiladores, de la calefacción del tablero, del cambiador de derivaciones bajo carga, etc.

**Válvulas.-** Es un conjunto de dispositivos que se utilizan para el llenado, vaciado, mantenimiento y muestreo del aceite del transformador.

**Conectores de tierra.-** Son unas piezas de cobre soldadas al tanque, donde se conecta el transformador a la red de tierra.

**Placa de características.-** Esta placa se instala en un lugar visible del transformador y en ella se graban los datos más importantes como son potencia, tensión, por ciento de impedancia, número de serie, diagramas vectorial y de conexiones, número de fases, frecuencia, elevación de temperatura, altura de operación sobre el nivel del mar, tipo de enfriamiento, por ciento de variación de tensión en los diferentes pasos del cambiador de derivaciones, peso y año de fabricación. (Huamán Rivas, 2007, pág. 91)

### 2.5.5 Conexiones en los transformadores de potencia

Se debe de seleccionar el tipo de conexión, evaluando las ventajas y desventajas de cada uno de los tipos de mayor uso.

Tabla 1: Tipos de conexiones de transformadores

TIPO DE CONEXIÓN	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES
<p style="text-align: center;"><b>Estrella-estrella</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Aislamiento mínimo</li> <li>-Cantidad de cobre mínimo</li> <li>-Circuito económico para baja carga y alto voltaje</li> <li>-Alta capacitancia entre espiras, que reduce los esfuerzos dieléctricos durante los transitorios debidos a tensión.</li> <li>-Los dos neutros son accesibles.</li> <li>-Neutros inestables, si no se conectan a tierra.</li> </ul>
<p style="text-align: center;"><b>Delta-delta</b></p> <p>Es una conexión raramente usada. Se utiliza en tensiones bajas y medias</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-En caso de que a un banco de transformadores se le dañe una fase, se puede operar utilizando la conexión delta abierta o V.</li> <li>-Circuito económico para alta carga y bajo voltaje.</li> <li>-Las dos deltas proporcionan un cambio cerrado para la tercera armónica de la corriente magnetizante, lo cual elimina los voltajes de tercera armónica.</li> <li>-No se pueden conectar a tierra los puntos neutros. Se necesita utilizar un banco de tierra, lo cual encarece más el banco.</li> <li>-Se necesitan mayores cantidades de aislamiento y de cobre.</li> </ul>

	-La conexión delta se usa con aislamiento total y rara vez se usa para tensiones superiores a 138 KV por el alto costo del aislamiento.
<b>Delta-estrella</b> Se acostumbra utilizar en transformadores elevadores de tensión	-Al aterrizar el neutro del secundario se aíslan las corrientes de tierra de secuencia cero. -Se eliminan los voltajes de tercera armónica, porque la corriente magnetizante de tercera armónica se queda circulando dentro de la delta del primario. -La conexión estrella se usa con aislamiento graduado hasta el valor de la tensión del neutro.
<b>Estrella-delta</b> Se acostumbra utilizar en transformadores reductores de tensión	-No se puede conectar a tierra el lado secundario. -Se eliminan los voltajes de tercera armónica porque la corriente magnetizante de la tercera armónica se queda circulando dentro de la delta del secundario

Elaborado por: Autor y sustraído de Huamán Rivas, 2007

### 2.5.6 Clasificación de transformadores

Existen una serie de formas de clasificación, y esto se debe al uso específico de las mismas y cumplir con las necesidades que se presentan y parámetros de trabajo; clima, carga, operaciones, enlaces, presupuesto, etc. No obstante Enríquez (2005) lo clasifica por:

- a) **La forma de su núcleo:** Tipo columnas, tipo acorazado, tipo envolvente y tipo radial.
- b) **Por el número de fases:** Monofásico y trifásico.
- c) **Por el número de devanados:** Dos devanados y tres devanados.
- d) **Por el medio refrigerante:** Aire, aceite y líquido inerte.
- e) **Por el tipo de enfriamiento:** Enfriamiento O A, enfriamiento O W, enfriamiento O W /A, enfriamiento O A /A F, enfriamiento O A /F A/F A, enfriamiento F O A, enfriamiento O A/ F A/F O A, enfriamiento F O W, enfriamiento A/A y enfriamiento AA/FA.  
(A: Aire; O: Aceite; F: Forzada/Ventilador; W: Agua).
- f) **Por la regulación:** Regulación fija, regulación variable con carga y regulación variable sin carga.
- g) **Por la operación:** De potencia, de distribución, de instrumento, de horno eléctrico y de ferrocarril. (Enríquez Harper, 2005, pág. 31)

### 2.5.7 Interruptor de potencia

Rodríguez (como cito Ramírez, Carlos; 1991, pág. 236) argumenta que “los interruptores de potencia son dispositivos mecánicos de interrupción, capaces de conducir e interrumpir el sistema cuando este sale de sus condiciones normales. Por tanto, su función básica es conectar o desconectar a los equipos en caso de fallas” (Rodríguez Palacios, 2017, pág. 13).

Así también como indica Enríquez (2008), realiza la desconexión en condiciones normales y anormales (cortocircuito), se construyen para alta, media y baja tensión, y se pueden clasificar en la forma más común, por la manera en como se extingue el arco eléctrico, y pueden ser:

En alta y extra tensión: Interruptores en gran volumen de aceite, interruptores en pequeño volumen de aceite, interruptores neumáticos, interruptores en Hexafluoruro de Azufre (SF<sub>6</sub>). (Enríquez Harper, 2008, pág. 31)

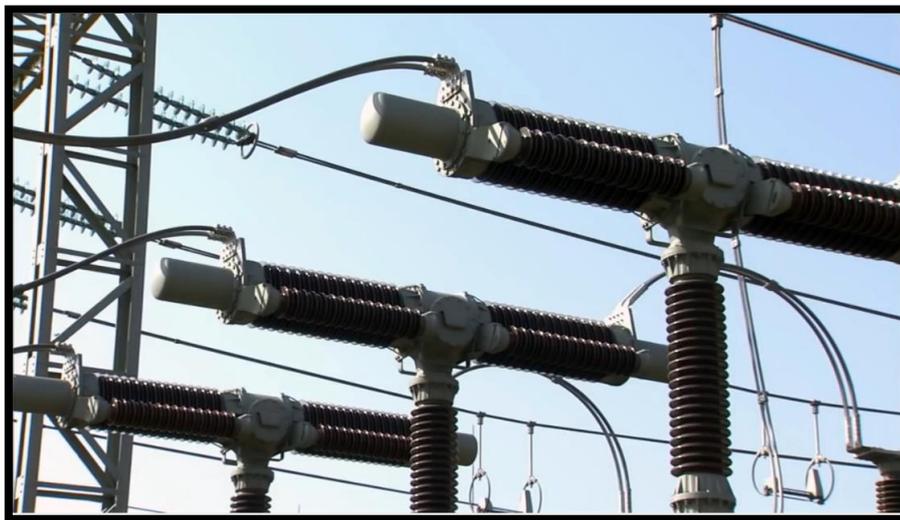


Figura 8: Interruptor de potencia 72.5kV  
Fuente: Autor

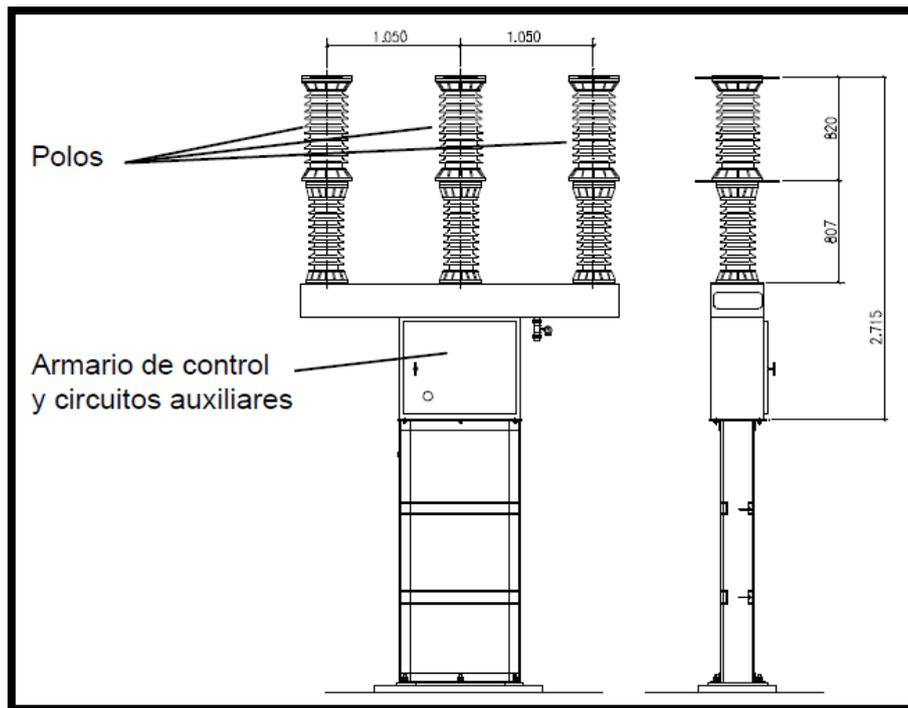


Figura 9: Interruptor SF6 trifásico 69kV/Automático  
Fuente: Autor

### 2.5.8 Restaurador (Reconectador)

Es un dispositivo autocontrolado para interrumpir y cerrar automáticamente circuitos de corriente alterna, con una secuencia determinada de aperturas y cierres, seguidos de una operación final de cierre o apertura definitiva. En caso de que la falla no fuera eliminada, entonces el restaurador opera manteniendo sus contactos abiertos. Es un elemento con capacidad de apertura y cierre en cortocircuito para unos determinados valores. No asegura el seccionamiento en todas sus condiciones, es un elemento que está dotado de automatismos para reestablecer el servicio en el caso de fallas pasajeras, protecciones instantáneas simultáneamente.

El accionamiento puede ser eléctrico (desde el armario de control), telemendado y manualmente (pértiga). Su principal utilización es en cabecera de línea de subestación y en derivaciones importantes de la red. Es, por tanto, un elemento destinado a soportar y/o complementar las acciones de los interruptores de cabecera de línea. Pueden ser:

- ❖ Monofásicos o trifásicos.
- ❖ Con control hidráulico, electrónico o con microprocesador.
- ❖ Con interrupción en aceite o en vacío.
- ❖ Con aislamiento sólido (resina), aceite o gas (SF6).

. (Trashorras Montecelos, 2015, pág. 169)



Figura 10: Reconector – Restaurador  
Fuente: Autor



Figura 11: Reconector al vacío 3AD SIEMENS 38Kv  
Fuente: Catalogo VACCUM RECLOSER 3AD

### 2.5.9 Cuchillas desconectoras

Su función es la desconexión de circuitos y/o partes de la instalación en condiciones de vacío, por seguridad y para aislamiento físico o mantenimiento. Existen varios tipos de cuchillas en cuanto a diseño se refiere, con variantes por aplicación, por nivel de tensión o funcionalidad, pero en general la mayoría de las variantes se encuentra en alta tensión y extra alta tensión, y

su mayor efecto en el diseño de las subestaciones eléctricas, además del arreglo de barras de la subestación en las dimensiones físicas.



Figura 12: Cuchillas desconectoras de apertura vertical/corriente 2000A  
Fuente: Autor

Algunos de los tipos de cuchillas desconectoras de uso más común en las subestaciones aisladas en aire se muestran a continuación:

- ❖ Tipo pantógrafo
- ❖ Tres columnas doble corte
- ❖ Interrupción o apertura central
- ❖ Apertura vertical
- ❖ De alcance vertical
- ❖ Tipo semipantógrafo.

. (Enríquez Harper, 2008, págs. 82, 85)

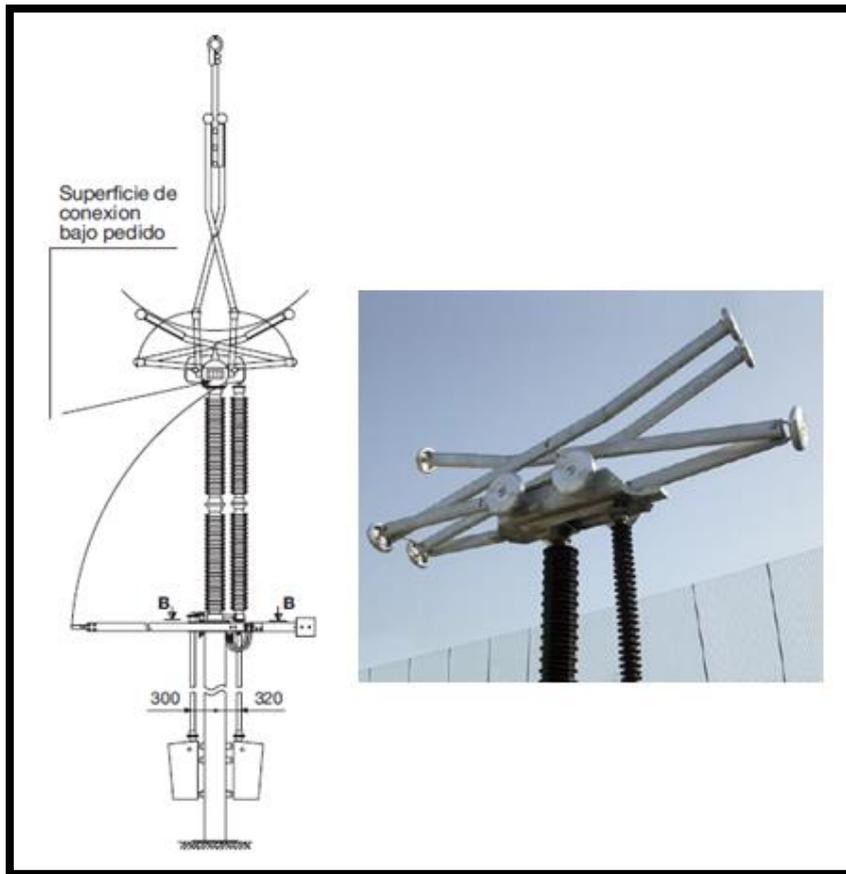


Figura 13: Seccionador tipo pantógrafo de 72.5kV  
Fuente: Catalogo MESA/ COELME



Figura 14: Seccionador tipo semipantógrafo  
Fuente: Catalogo COELME



Figura 15: Seccionador de apertura central 69kV  
Fuente: Catalogo HUBBELL

### 2.5.10 Cuchillas de puesta a tierra

Las cuchillas de puesta a tierra se conectan entre el conductor de línea y tierra, normalmente están abiertas, cuando la línea se desconecta, la cuchilla de puesta a tierra se conecta, de manera que se descarga el voltaje atrapado en la capacitancia de la línea hacia tierra. Cuando la línea está desconectada se tiene algún voltaje sobre la línea a la cual la capacitancia entre línea y tierra está cargada. Este voltaje es significativo en los sistemas de alta tensión. Antes de iniciar con los trabajos de mantenimiento se debe descargar el voltaje a tierra cerrando la cuchilla de puesta a tierra. (Enríquez Harper, 2008, pág. 89)

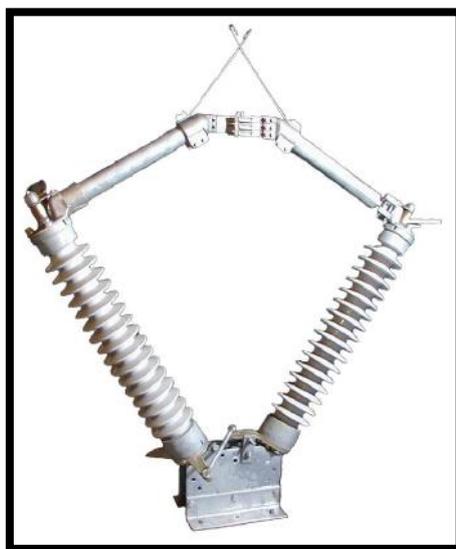


Figura 16: Cuchilla desconectadora de operación en grupo tipo "V" y apertura lateral de operación manual con cuchilla de puesta a tierra 72.5kV.  
Fuente: Catalogo COMANEL- 2018

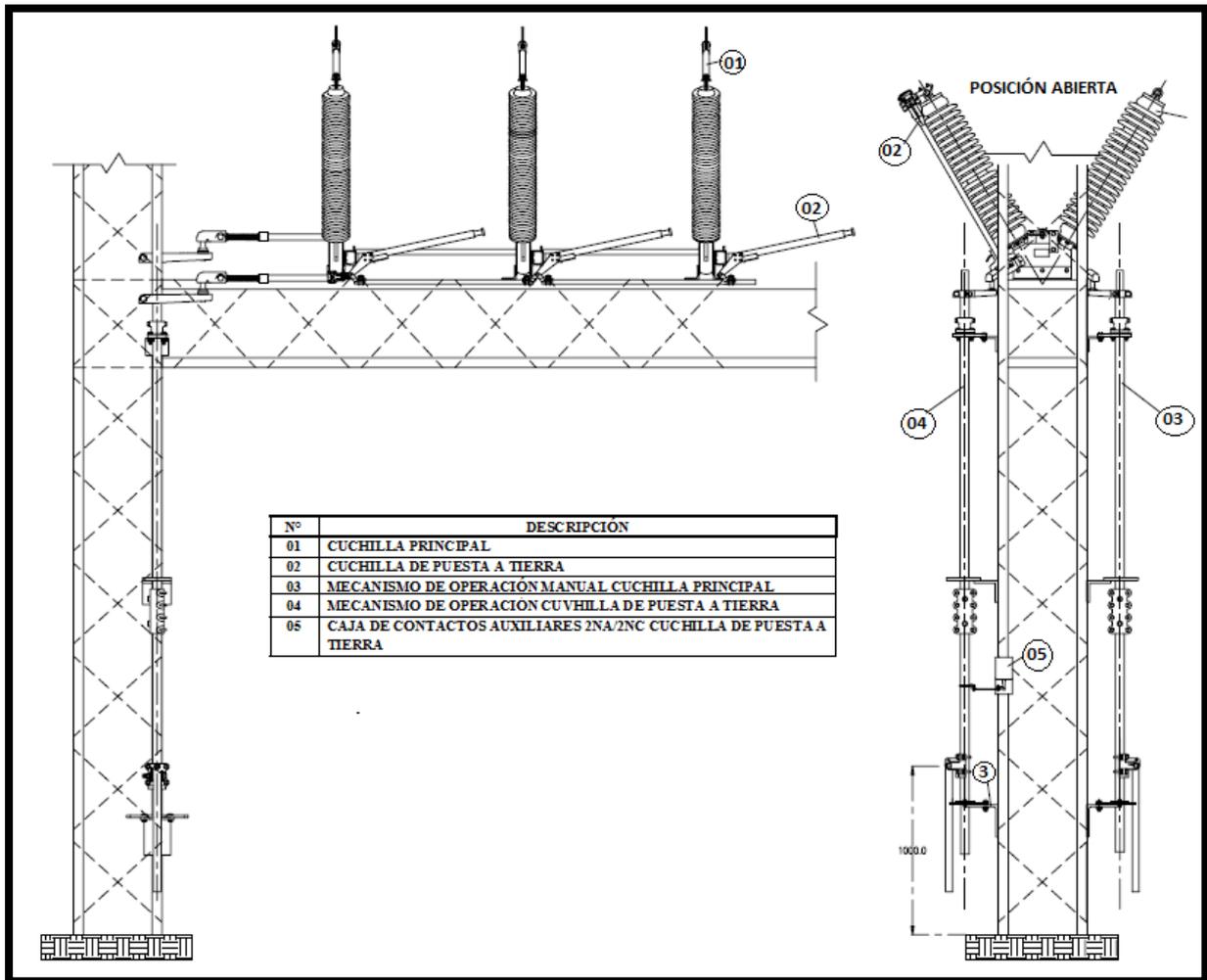


Figura 17: Montaje horizontal de cuchilla desconectadora tipo "V" con apertura lateral y operación manual de cuchilla de puesta a tierra 72.5kV.

Fuente: Autor, sustraído de Catalogo COMANEL- 2018

### 2.5.11 Apartarrayos o pararrayos

Los apartarrayos son equipos que derivan las ondas transitorias de sobretensión a tierra y protege al equipo de la subestación de las sobretensiones por rayo o por maniobra de interruptores (apertura y/o cierre de interruptores). Hay dos tipos de diseños: Apartarrayos convencionales con gap o autoválvulares y apartarrayos de óxido de metálico (ZnO). (Enríquez Harper, 2008, pág. 115)

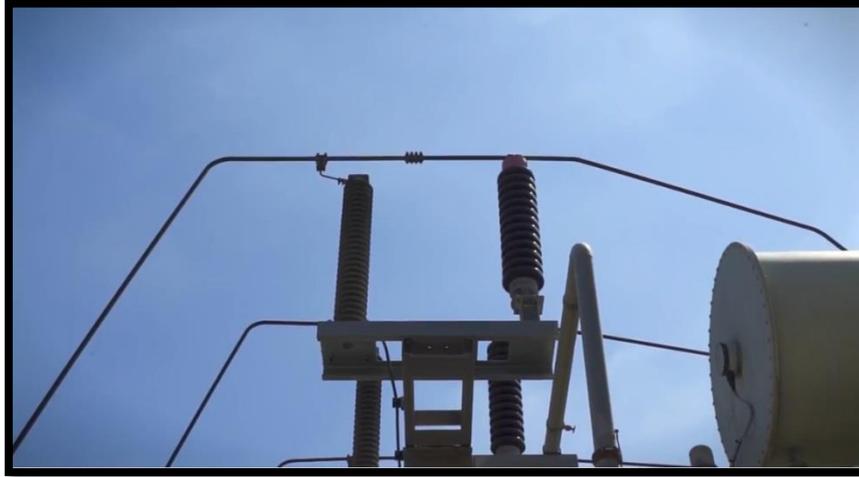


Figura 18: Pararrayos tipo subestación de ZnO  
Fuente: Autor



Figura 19: Pararrayos tipo distribución  
Fuente: Ohio Brass, pararrayos de media tensión ZnO (5kA)

### 2.5.12 Banco de condensadores

Las baterías (bancos) de condensadores que se suelen utilizar en las subestaciones son de alta tensión. Los bancos de capacitores se utilizan para varias aplicaciones, entre las que se destaca: corrección del factor de potencia, filtros para armónicos y regulación de voltaje, entre otros.

Las baterías de condensadores pueden ser fijas o automáticas.

En cuanto a la conexión de baterías, se puede destacar:

- ❖ Conexión en trifásico directo: está formada por la conexión de varios condensadores trifásicos en paralelo. La conexión interna que presenta el condensador trifásico de todos los elementos que lo componen es en estrella.
- ❖ Conexión en trifásico a través de una doble estrella: está formada por condensadores monofásicos configurados en dos estrellas unidas por un neutro común. (Trashorras Montecelos, 2015, pág. 179 y 180)

Ambos tipos de conexiones poseen sus propios elementos de conexión.



Figura 20: Banco de capacitores  
Fuente: Autor

### 2.5.13 Baterías

El banco de baterías cumple la función de garantizar la continuidad del suministro de energía necesaria para que los equipos de control y de protección de la subestación eléctrica funcionen adecuadamente, envía corriente continua a dichos elementos inclusive a los accionamientos de interruptores. Por ello su mantenimiento debe ser como mínimo una vez al año incluyendo el ambiente en el que se encuentre.

De igual forma, entran en funcionamiento cuando por la ocurrencia de alguna falla, los principales servicios de corriente directa se ven afectados. La capacidad de las baterías a usar viene determinada por su funcionalidad y la cantidad de amperios-hora de la misma. En el caso de las subestaciones con tensiones superiores a los 150kV se usan baterías de 200A-h, en el caso de subestaciones con tensiones inferiores se pueden utilizar baterías en un rango entre 50A-h y 75A-h.

Para que estos sistemas auxiliares sean funcionales, se usan varias baterías conocidas como banco de baterías, las cuales se conectan en serie con la finalidad de alcanzar la tensión que se requiera. Su operatividad se hace en dos condiciones, como lo son en régimen de flotación y en régimen de igualación. El primero se refiere a una condición de normal funcionamiento que permite utilizarlo a su plena capacidad de ser necesario. El régimen de igualación se refiere a aquellos casos en que por algún tipo de contingencia el banco de baterías se emplea para alimentar los sistemas de control, mando, protección, y alumbrado de emergencia al no contar con el sistema de corriente alterna. (Jaramillo Carrión & Miño Santander, 2018, págs. 60, 61)



Figura 21: Banco de baterías 50A-h  
Fuente: Autor

#### 2.5.14 Transformadores de instrumento

##### ❖ Transformador de potencial (TP)

Los transformadores de potencial (o de voltaje) son usados para protección y medición y pueden ser también para protección o para medición, se construyen monofásicos o trifásicos, son necesarios para alimentar esquemas de protección de voltaje, direccionales de distancia, etc. El devanado primario del transformador de potencial se conecta directamente al circuito de potencia entre fase y tierra dependiendo del voltaje nominal y de la aplicación. La capacidad en VA del transformador de potencial es prácticamente despreciable, comparada con los transformadores de potencia.

Hay tres tipos de construcción para los TPs:

- ❖ Transformadores de potencial tipo inducción electromagnética, en los cuales los devanados primario y secundario están devanados sobre un núcleo magnético, como en cualquier transformador común.
- ❖ Transformadores de potencial tipo capacitivo, en los cuales el voltaje primario se aplica un grupo de capacitores en serie. El voltaje a través de un capacitor se toma como un transformador de voltaje auxiliar se toma para medición y protección.
- ❖ Transformadores de potencial tipo capacitivo de acoplamiento, este sirve como una combinación de un transformador de tipo inducción con capacitor de acoplamiento. (Enríquez Harper, 2008)

Según Rodríguez (como cito UDELAR- Fing, 2010) manifiesta que, los transformadores de potencial tienen como función:

- ❖ Aislar los equipos de baja tensión con los circuitos de alta tensión.
- ❖ Adaptar las tensiones elevadas a valores compatibles con los que trabajan los instrumentos de medición y los relés de protección.
- ❖ Proveer aislación a los instrumentos de medición y relés de protección con respecto a la alta tensión del circuito de potencia (Rodríguez Palacios, 2017).

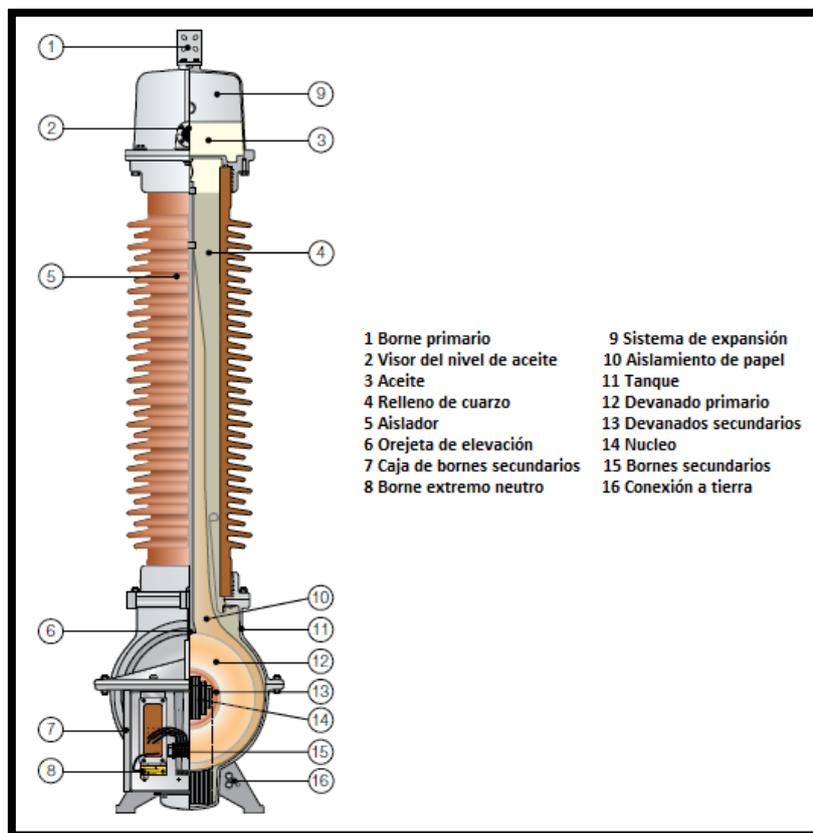


Figura 22: Partes de un Transformador de potencial  
Fuente: Autor

### ❖ Transformador de corriente (TC)

Los transformadores de corriente se usan para reducir la corriente alterna de valores elevados a valores bajos (5A o 1A) para alimentar instrumentos o aparatos de medición, protección y control. Desde el punto de vista de aplicación, hay dos tipos de transformadores de corriente:

- ❖ **Transformadores de corriente de medición**, usados para propósitos de medición. Estos transformadores se usan para alimentar amperímetros, wattmetros, barómetros, medidores de KWH.
- ❖ **Transformadores de protección usados para sistemas de control y protección**, se emplean para: protección contra sobrecorriente, protección contra falla a tierra, protección diferencial, protección de distancia, etc. (Enríquez Harper, 2008)

El establecer un nivel de aislamiento eléctrico entre el circuito primario conductor y los instrumentos, se da justamente con la instalación de los transformadores de potencial y de corriente.

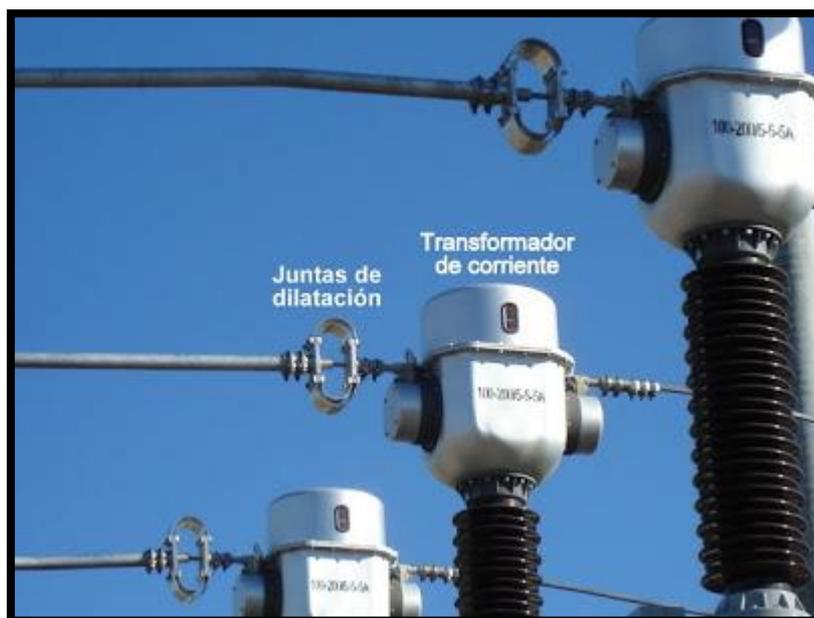


Figura 23: Transformador de corriente con aislamiento de papel 600A  
Fuente: Autor

### 2.5.15 Relevadores

Son dispositivos de protección contra fallas, reciben señales del sistema eléctrico de potencia las cuales determinan el accionamiento de los interruptores para abrir los circuitos en caso de existencia de anomalías. Estos dispositivos no requieren de mantenimiento durante su funcionamiento normal, sin embargo, debe hacerse inspecciones visuales de sus conexiones y

sus indicadores luminosos o el tipo que sean para comprobar su correcto funcionamiento. (Arboleda Guerrero, 2013)



Figura 24: Relé de potencia RPM 32F7/12/24/48/110vCC  
Fuente: Telemecanique, 2006

## 2.6 Sistema de puesta a tierra en subestaciones eléctricas (SPT)

El sistema de puesta a tierra tiene como función proteger a las personas y a los equipos eléctricos de las instalaciones de la S/E de 69kV. El SPT permite reducir y aliviar las posibles fallas que se presentan como; desequilibrios de cargas y exposición ambiental de las instalaciones, protege al personal que realiza maniobras de mantenimiento y control.

### 2.6.1 Normatividad en Sistemas de Puesta a Tierra

Normas internacionales (UNE, ANSI/IEEE, CEI)

- ❖ UNE-EN 50522: Puesta a tierra en instalaciones de tensión superior a 1kV en AC.
- ❖ UNE-EN 60909: Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de AC.
- ❖ IEEE Std 80-2000: Working Group D7, IEEE Guide for in AC Substation Grounding New York, Institute of Electrical and Electronics Engineers, August 2000.
- ❖ Normas de prevención de riesgos laborales y medioambientales.

(Blasco Espinosa, 2012, pág. 3)

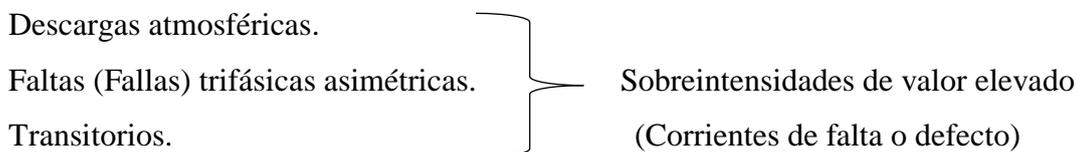
### 2.6.2 Objetivo del Sistema de Puesta a Tierra

Bajo condiciones normales de funcionamiento y de defecto a tierra. Los principales objetivos a cumplir en las instalaciones de puesta a tierra en las centrales, subestaciones y centros de transformación son:

- ❖ Garantizar la seguridad y protección de las personas.

- ❖ Proteger los equipos y las instalaciones.
- ❖ Garantizar un camino rápido a las corrientes de defecto sin exceder los límites de operación de la red eléctrica. (Blasco Espinosa, 2012, pág. 4)

**Perturbaciones del sistema:**



**2.6.3 Partes que componen las instalaciones de puesta a tierra**

**La tierra (Terreno)**

- ❖ Se considera a potencial cero.
- ❖ Proporciona el camino de dispersión de las corrientes de falta o defecto.
- ❖ Se caracteriza por su resistividad “p” (Naturaleza del terreno).

(Blasco Espinosa, 2012, pág. 4)

**Electrodos de puesta a tierra:**

- ❖ Pueden ser de cobre, Aluminio o Acero (Generalmente de cobre).
- ❖ Se debe mejorar la equipotencialidad del suelo evitando que se produzcan gradientes de tensión elevados.
- ❖ Estarán constituidos por una malla (Tierras inferiores) enterrada a una determinada profundidad que permita reducir las tensiones de paso y contacto a niveles admisibles.
- ❖ Otros implementos: Picas, cables, placas, mallazos y barras químicas.
- ❖ Arquetas y registros
- ❖ Uniones (Soldadura aluminotermicas (Cadweld). (Blasco Espinosa, 2012, pág. 5)



Figura 25: Materiales para puesta a tierra. Parte 1  
 Fuente: Autor, sustraído de Escuela Politécnica Superior de Alcoy



Figura 26: Materiales para puesta a tierra. Parte 2  
 Fuente: Autor, sustraído de Escuela Politécnica Superior de Alcoy

#### 2.6.4 Disposición geométrica de la puesta a tierra

Las disposiciones más usadas en las instalaciones de puesta a tierra son:

Zanjas: Estrobo horizontal enterrado en el suelo a una profundidad variable.

Radial: Ramificaciones en ángulos de  $60^\circ$ , con longitudes de hasta 30 m. Se emplean en torres de comunicaciones.

Anillo: Habitual en los apoyos, se pueden conectar electrodos en paralelo.

Mallas: Electrodo horizontal enterrado con cables dispuestos horizontal y longitudinalmente, formando una cuadrícula. Se pueden conectar electrodos en paralelo, limita los potenciales en el área de la subestación, valores bajos de resistencia a tierra. Es la más habitual en las subestaciones. (Blasco Espinosa, 2012, págs. 5, 6)

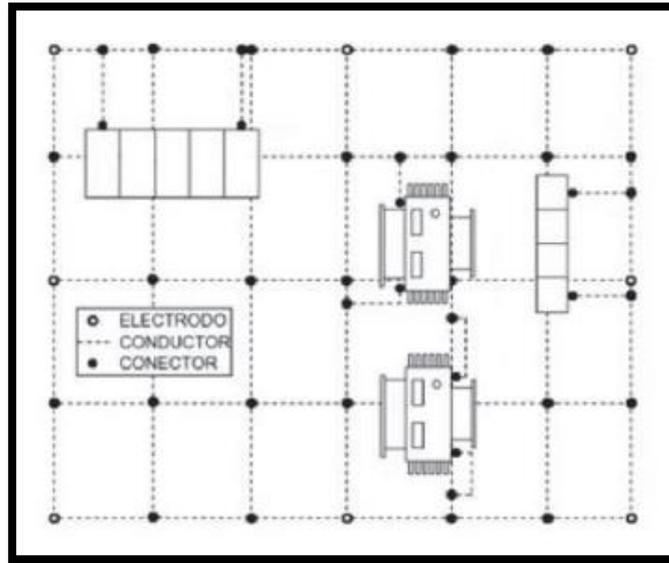


Figura 27: Disposición geométrica tipo malla  
Fuente: Autor, sustraído de Escuela Politécnica Superior de Alcoy

### 2.6.5 Tipos de puesta a tierra según su función

**Tierras de protección.** - Une todas las partes metálicas de una instalación que no están en tensión normalmente, pero que pueden estarlo como consecuencia de averías, descargas atmosféricas o sobretensiones. Se unirán a la malla metálica (Al menos dos conductores). En este tipo se conectan:

- ❖ Chasis y bastidores de aparatos de maniobra.
- ❖ Bastidores de armarios metálicos.
- ❖ Puertas metálicas, vallas y cercas metálicas, columnas, bastidores, pórticos, etc.
- ❖ Las estructuras y armaduras metálicas de los edificios que alberguen instalaciones.
- ❖ Hilos de guarda, blindajes de los conductores.
- ❖ Carcasa de los transformadores. (Blasco Espinosa, 2012, págs. 6, 7)

**Tierras de servicio.** - En esta clasificación se conectan directamente los siguientes elementos:

- ❖ Neutros de transformadores de potencia o redes con neutro.
- ❖ Circuitos de B.T. de los transformadores de medida,
- ❖ Dispositivos de protección de sobretensiones y/o descargas atmosféricas; limitadoras, descargadores, autoválvulas, etc.
- ❖ Seccionadores de puesta a tierra.

- ❖ Se unirán a la malla metálica sin uniones desmontables. De forma directa; con conexión a tierra sin ningún elemento. De forma indirecta; a través de resistencias o impedancias limitadoras.

Finalmente, las tierras de protección y de servicio estarán unidas a la misma malla de tierras inferiores, constituyendo un único sistema de puesta a tierra general. (Blasco Espinosa, 2012, pág. 7)

### 2.6.6 Tensiones de paso y contacto

- ❖ Las tensiones de contacto ocasionan los mayores gradientes de tensión; interior de las subestaciones, pie de las estructuras, soportes de las líneas eléctricas.
- ❖ Las tensiones de paso originan menores gradientes de tensión. Pueden ser mayores en; la periferia, estructuras o soportes de las líneas eléctricas. (Blasco Espinosa, 2012, pág. 10)

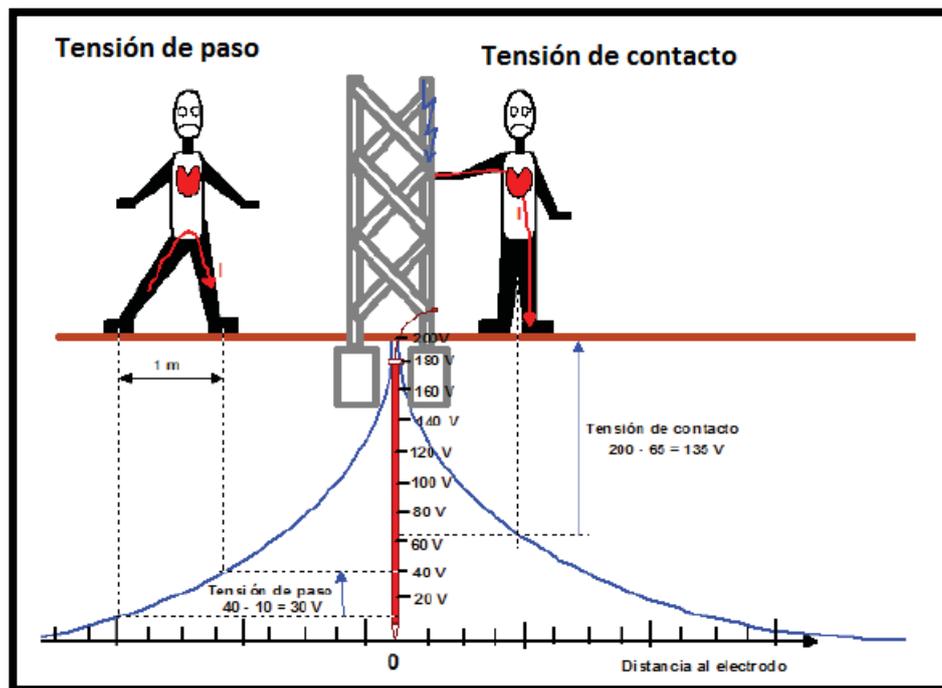


Figura 28: Tensión de paso y contacto  
Fuente: Autor, sustraído de Escuela Politécnica Superior de Alcoy

### 2.6.7 Resistividad superficial aparente del terreno

La resistividad es una característica de los materiales que mide su oposición al paso del corriente expresado en ohmios metros. Para verificar la calidad de terreno, es decir el grado de conducción de electricidad por ella (oposición de circulación de corriente) en el cual se va a instalar la puesta a tierra, existen los métodos: Wenner y Schlumberger.

Si los resultados resultan no adecuados para la libre circulación de corriente, las técnicas especifican mejorar el terreno con tierra superficial mejorando la libre circulación de las corrientes liberadas. (Blasco Espinosa, 2012, pág. 15)

## 2.7 Aparamenta de maniobra y protección

La aparamenta es un término general aplicable a los aparatos de conexión y a su combinación con aparatos de mando, de protección y regulación asociadas a ella, así como a los conjuntos de estos aparatos, con sus conexiones, accesorios, envolventes y soportes correspondientes.

La aparamenta de maniobra es aquella que abre y cierra circuitos eléctricos.

La aparamenta de protección es la que elimina los defectos que se pueden producir en la red aguas abajo. (Trashorras Montecelos, 2015, pág. 158)

### 2.7.1 Conjunto de una aparamenta

A continuación, se presenta una configuración de los distintos equipos y barrajes de una subestación eléctrica.

Tabla 2: Conjunto de una aparamenta

Zonas de una subestación eléctrica	Patio de conexiones	Conjunto de equipos y barrajes de una subestación que tienen el mismo nivel de tensión y que están eléctricamente asociados. Generalmente ubicados en la misma área de la subestación.
	Patio de transformadores	Área de la subestación en donde se ubican los transformadores de potencia. Generalmente entre patios de conexión de diferentes niveles de tensión.
	Lote de una subestación	Es el conformado por aéreas de los patios de conexión y transformación, vías de circulación y mantenimiento, edificaciones, entre otros.
	Bahía o módulo de conexión	Conjunto de equipos necesarios para conectar un circuito (generación, transformación, distribución, compensación, entre otros) al sistema de barrajes de un patio de conexiones.

	Barrajes colectoras	Elemento físico de un patio de conexiones que representa el nodo del sistema, es decir, el punto de conexión en donde se unen eléctricamente todos los circuitos que forman parte de un determinado patio de conexiones.
--	---------------------	--

Elaborado por: Autor y extraído de Trashorras Montecelos, 2015

## 2.8 Mantenimiento de una subestación

Realizar mantenimiento en una subestación eléctrica es dar tratamientos a efectos de que al paso del tiempo el uso o el cambio de circunstancias no afecte a estas instalaciones, la aplicación de determinado mantenimiento persigue el mismo propósito y para entender porque se realizan se debe conocer la funcionalidad de cada parte de estas instalaciones. Las maniobras de los operadores de una subestación eléctrica y en coordinación con la central de control y monitoreo son tareas diarias basadas en los procedimientos de la empresa eléctrica.

### 2.8.1 Procedimientos y normativa para S/E de 69kV

En esta etapa se describe el procedimiento para la operación de una subestación y entender la magnitud del proceso de dar mantenimiento a estas instalaciones. El cumplimiento de las normas de funcionamiento, de normas para pruebas, de la ubicación estratégicas de las protecciones, de la documentación necesaria en la realización de mantenimientos, etc.

A continuación se presenta a manera de ejemplo una operación en la subestación eléctrica del Centro Comercial Santo Domingo en la ciudad del mismo nombre, y de manera secuencial las maniobras físicas y/o automatizadas según el modelo de instalación:

**Subestación de 69kV del CC Santo Domingo:** Trata de una S/E con bahía de 69kV con salida de 13.8kV de característica simple y una bahía de transformación. (Jaramillo Carrión & Miño Santander, 2018, pág. 91)

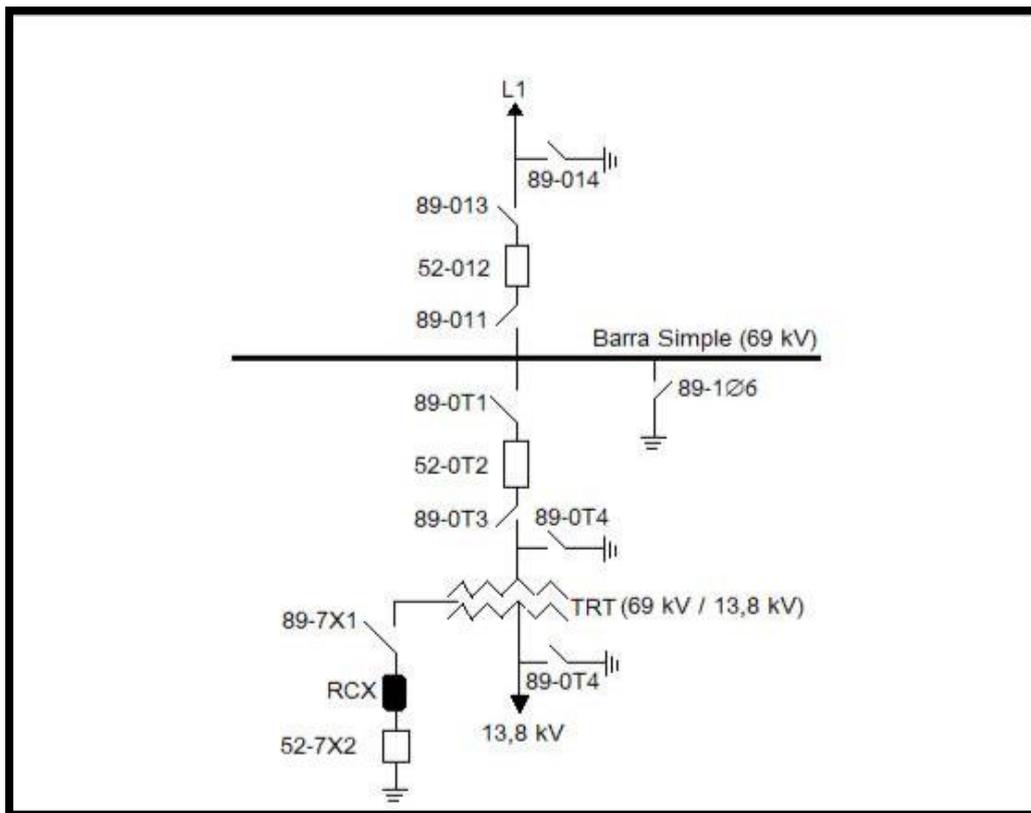


Figura 29: Esquema representativo de la subestación de 69kV  
Fuente: Jaramillo y Miño, 2018

Tabla 3: Secuencias de operaciones en SE

<p align="center"><b>OPERACIÓN: Energizar barra simple principal 69Kv</b> Se considera que se energiza desde la línea de transmisión L1 con tres fases</p>		
CONDICIONES INICIALES	OPERACIONES REQUERIDAS	ENCLAVAMIENTOS
<p>1. Línea L1 que servirá para energizar la barra simple, energizada.</p> <p>2. Seccionadores de puesta a tierra 89-0Ø6 y 89-014, abiertos.</p> <p>3. Interruptor 52-012 de la bahía L1 y seccionadores asociados 89-011 y 89-013, abiertos</p>	<p>1. Cerrar seccionadores 89-011 y 89-013.</p> <p>2. Cerrar interruptor 52-012 (barra energizada).</p> <p>3. Verificar presencia de voltaje en voltímetro de la barra.</p>	<p>1. El interruptor 52-012 no se puede cerrar si los seccionadores asociados 89-011 y 89-013 están abiertos.</p> <p>2. Si los seccionadores de puesta a tierra 89-0Ø6 de la barra y 89-014 están cerrados, los seccionadores 89-011 y 89-013 no se pueden cerrar.</p>

Elaborado por: Autor, sustraído de Jaramillo y Miño, 2018

### 2.8.2 El mantenimiento

Se define como la combinación de todas las acciones técnicas, administrativas y de gestión durante el ciclo de vida de un elemento, destinada a conservarlo a un estado en el cual pueda desarrollar la función requerida y evite la aparición de alguna falla o perturbación en el sistema que pueda provocar interrupciones en el suministro. (Trashorras Montecelos, 2015, pág. 303)

### 2.8.3 Objetivos del mantenimiento

1. Reducir al mínimo los costos de Mantenimiento.
2. Mejorar la efectividad de los equipos y del Sistema.
3. Mantener los equipos en constante operación en un período de tiempo óptimo.
4. Preservar las instalaciones y equipos en buenas y eficientes condiciones operativas.

### 2.8.4 Tipos de mantenimiento

❖ **Preventivo** (corregir antes de que se produzcan la avería)

También llamado mantenimiento planificado. Son acciones periódicas llevadas a cabo con el fin de aumentar la fiabilidad de las instalaciones y la duración de la vida útil de las mismas, incluyendo la sustitución de elementos cuando se proceda. Mantenimiento programado consistente en realizar actividades fijas y preestablecidas con periodicidad independientemente del estado del equipo. Se efectúa la inspección visual y tratamiento sistemático. (Trashorras Montecelos, 2015, pág. 303)

❖ **Predictivo** (revisar antes de que se produzca la avería)

Se realizan acciones de mantenimiento consistentes en diagnosticar el estado o condición del equipo. A partir de variables de diagnóstico y en función de sus valores estándar y de un margen aceptado de variación, se predice el funcionamiento anormal del equipo con anterioridad al fallo del mismo. Es un mantenimiento programado consistente en la realización de ensayos, con una periodicidad variable en función de los resultados de los ensayos anteriores. (Trashorras Montecelos, 2015, pág. 303)

❖ **Correctivo** (corregir después de que se produzca la avería)

También llamado mantenimiento reactivo. Son acciones que se llevan a cabo para recuperar el estado normal de funcionamiento del elemento de una instalación en el cual se ha detectado un fallo o mal funcionamiento. Es un mantenimiento no programado necesario para la reparación de la avería que ha dejado el equipo en condiciones inadmisibles de explotación. Finalmente es programado necesariamente por la presencia de la avería. (Trashorras Montecelos, 2015, pág. 303)

Dentro del mantenimiento preventivo algunos autores agregan el mantenimiento rutinario, que está directamente vinculado a la inspección visual, el que ayuda a determinar a priori otros mantenimientos, que por su complejidad necesitan ser planificados y/o resueltos a la brevedad posible. Este tipo de mantenimiento abarca varias actividades como; limpieza del área y de ciertos componentes, anotar todo evento, lecturas de monitoreo, etc.

❖ **Mantenimiento rutinario**

Su programación se establece en plazos fijos por períodos de servicio o calendarios. Permite mejorar la disponibilidad de equipos disminuyendo el porcentaje de fallas, las actividades son rutinarias y repetitivas. (Moya Pérez, 2004, pág. 78)

❖ **Mantenimiento progresivo**

Este mantenimiento establece que dentro de la programación parte del equipo es reemplazado, dicho de otra forma, el mantenimiento se realiza de acuerdo a la vida útil de las partes. Se lo considera progresivo porque se reemplazan las partes hasta llegar a un reacondicionamiento completo, considerando entonces un nuevo ciclo. (Moya Pérez, 2004, pág. 78)

❖ **Mantenimiento Proactivo**

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

Las prácticas proactivas más frecuentes en mantenimiento industrial son el equilibrio dinámico de rotores y alineación de precisión de acoplamientos. Se puede llegar incluso a la modificación de los elementos estructurales y al rediseño operativo del equipo con el fin de eliminar en forma radical las averías. (Nadad Campo & Quiroz Blanco, 2004, pág. 21)

❖ **Mantenimiento productivo total (MPT)**

El MPT es lo más actual y moderno en cuanto al desarrollo y administración del mantenimiento, indica además que, el MPT es una gestión que abarca a toda la organización para desafiar la utilización total del equipo existente hasta su máximo límite, aplicando una filosofía de administración orientada hacia el equipo. El MPT se fundamenta en aprender a partir de experiencias piloto eliminando las ineficiencias.

El Mantenimiento Productivo Total está cobijado bajo la teoría del KAISEN o

Mejoramiento Continuo, la cual establece día a día nuevos y mejores estándares para el funcionamiento de los equipos. El MPT mejora en forma permanente la efectividad total del equipo con la participación activa de los operarios. Este mantenimiento es un sistema que cubre todas las etapas de la vida útil de un equipo (diseño, producción, reconstrucción) cuya meta es aumentar su disponibilidad para la producción. (Nadad Campo & Quiroz Blanco, 2004, pág. 22)

## 2.9 Fallas

Las fallas forman parte de las razones por la que se efectúan los mantenimientos, entonces. Según Atencio y Palacio (2008) indican que, “falla es un evento no planeado que puede ocurrir en cualquier sistema de potencia, y es imposible diseñar económicamente un sistema libre de fallas. Las principales causas de fallas varían de sistema en sistema y entre niveles de tensión” (Atencio Coronado & Palacio Herrera, 2008, pág. 71).

❖ **Fallas propias al sistema de potencia.** - Estas involucran un equipo primario (transformador, línea, etc.) y requieren de su desconexión. Las más comunes se suelen en clasificar en:

**Fallas en paralelo o derivación:** comúnmente un corto circuito a tierra o entre fases.

**Fallas en serie:** apertura de la conexión, polo abierto de un interruptor o ruptura de un conductor de fase.

**Combinación serie – paralelo:** Si una falla tipo derivación ocurre en diferentes puntos de la red, la condición combinada se llama falla a campo traviesa.

❖ **Fallas ajenas al sistema de potencia.** - Son disparos no deseados y que ocurren en ausencia de una falla propia del sistema de potencia, es decir, que antes del disparo no había condiciones anormales de corriente, tensión, etc. Sus causas principales son fallas en el cableado o en los elementos secundarios (relés, indicadores, etc.), ajustes indebidos o errores humanos. (Atencio Coronado & Palacio Herrera, 2008, pág. 72)

## 2.10 Fallas influenciadas por armónicos en redes eléctricas

La presencia de armónicos es una de las razones en esencia por la que se presentan fallas en las redes eléctricas de distribución, así también el factor de potencia que implica entregar potencia reactiva (VAr) al sistema eléctrico. En conjunto son la razón de los desequilibrios que causan saturación en transformadores de potencia de S/E y otros elementos que la conforman, por ende, la aplicabilidad de monitorear, controlar y realizar mantenimientos a estas instalaciones se hace

imprescindible. Mantener este recurso energético en condiciones favorables, implica penalizar por parte de las empresas eléctricas administradoras a los usuarios que incumplan el normal funcionamiento de las redes eléctricas.

### 2.10.1 Cargas lineales y no lineales

**Cargas lineales.-** Los sistemas de distribución con cargas lineales son todos aquellos que, estando alimentados con un voltaje sinusoidal de frecuencia fija (60Hz), generan corrientes solo de esa frecuencia (60Hz) conocida como fundamental. Ejemplo de esto son motores, iluminación con lámparas incandescentes, consumos resistivos como calefactores, etc.

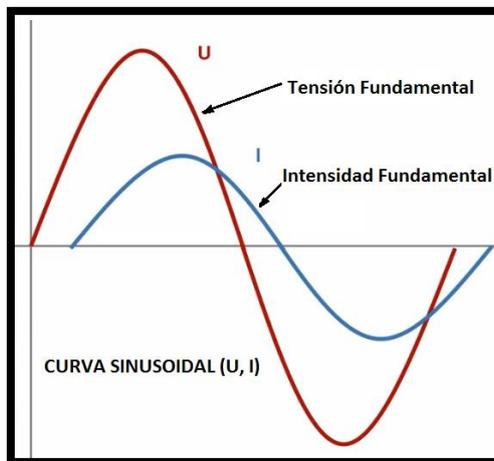


Figura 30: Curva sinusoidal / cargas lineales  
Fuente: Autor

**Cargas no lineales. -** Son todas aquellas corrientes no sinusoidales, es decir, corrientes que además de la componente fundamental tienen otras que son múltiplos de la fundamental y que se conocen como armónicas. (Aranda Mendoza, 2015, pág. 55)

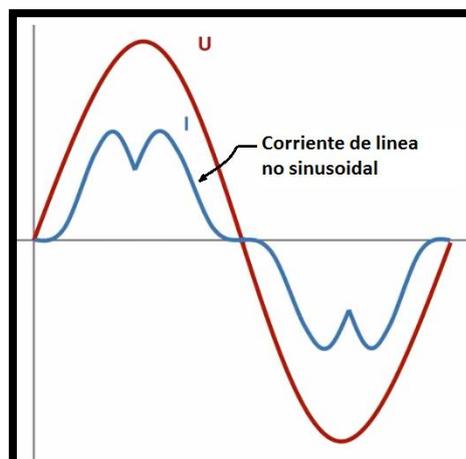


Figura 31: Curva no sinusoidal / carga no lineal  
Fuente: Autor

Tabla 4: Diferencias entre cargas lineales y no lineales

CARGAS LINEALES	CARGAS NO LINEALES
La corriente de carga es completamente proporcional al voltaje. ( $I = R \cdot V$ )	La corriente de carga no es proporcional al voltaje.
Si el voltaje de alimentación es sinusoidal la corriente también es sinusoidal.	Aún con voltaje de alimentación sinusoidal la corriente puede no ser sinusoidal.
Las ondas de voltaje no se ven afectadas por las ondas de corriente.	Las ondas de voltaje se distorsionan debido a las ondas de corriente.

Elaborado por: Herrera Heredia, 1997

### 2.10.2 Los armónicos

El término “armónico” proviene de la acústica y se define como la frecuencia de vibración que es múltiplo de la frecuencia base de un sonido. En electricidad se define como la componente sinusoidal de una forma de onda periódica que tiene frecuencia igual a un múltiplo entero de la frecuencia base a la que trabaja el sistema. (Abundis Couoh, 2016, pág. 4)

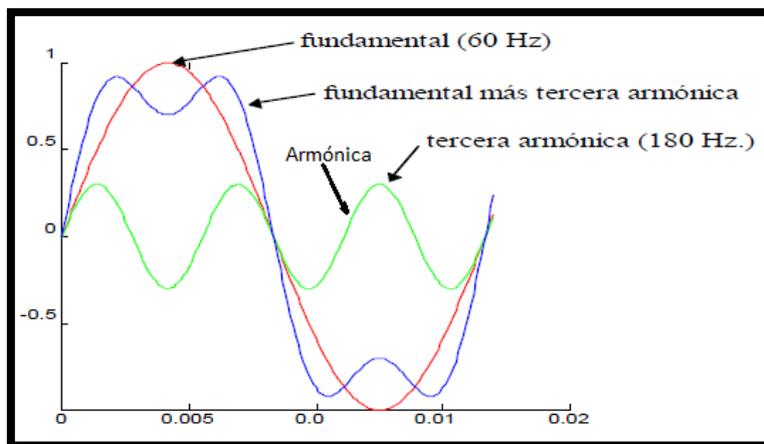


Figura 32: Curva no sinusoidal / Armónica  
Fuente: UPS Armónicos en las redes eléctricas

### 2.10.3 Origen de los armónicos

**Electrónica de Potencia.** - Esta categoría de generadores de armónicas es una de las principales razones para creciente preocupación por la distorsión armónica en sistemas de energía. Las aplicaciones de electrónica de potencia como: rectificadores, variadores de velocidad, sistemas UPS e inversores están creciendo continuamente. Además de ser la más

importante fuente de armónicos en el sistema, este equipamiento también puede ser muy sensible a la distorsión armónica de la forma de onda de tensión.

**Aparatos ferromagnéticos.** - Los transformadores son los elementos más importantes en esta categoría. Los transformadores generan armónicas como resultado de características magnetizantes no lineales. El nivel de armónicas aumenta sustancialmente cuando la tensión aplicada aumenta por sobre los valores nominales del transformador.

**Aparatos de arco.** - Los aparatos de arco generan armónicas debido a las características no lineales del arco en sí mismo. Sin embargo, la iluminación fluorescente tiene básicamente las mismas características y es mucho más predominante en la carga del sistema de energía. Los hornos de arco utilizados en siderurgia pueden ser de corriente alterna o de corriente continua. (Zegarra Huamán, 2006, págs. 25, 26)

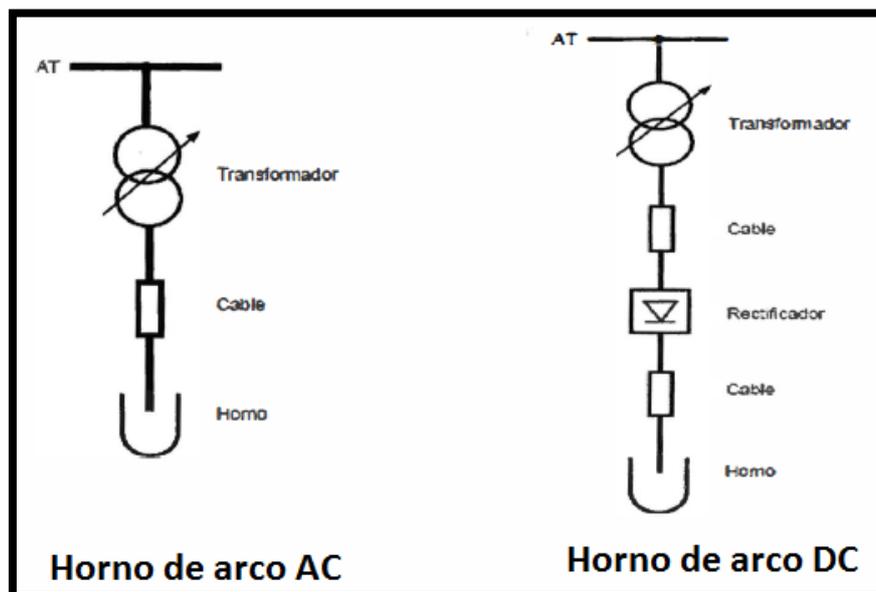


Figura 33: Horno de arco / AC/DC  
Fuente: Autor

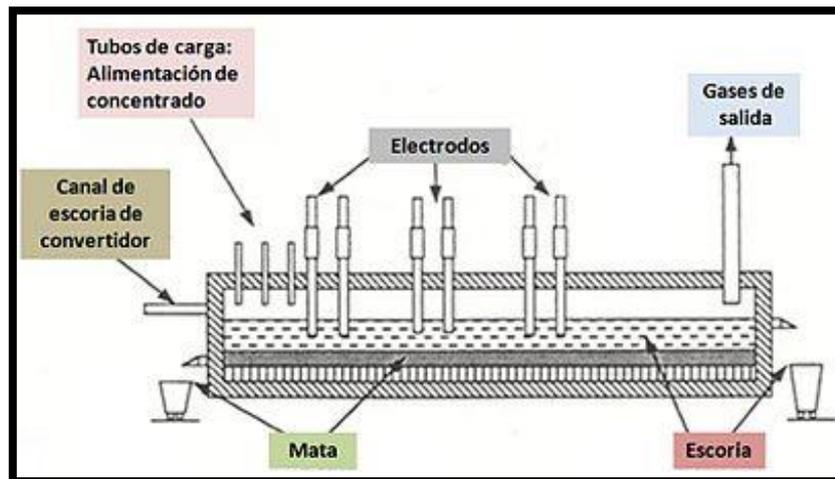


Figura 34: Componentes de horno de arco  
Fuente Autor

#### 2.10.4 Efectos de los armónicos

**Disparo de interruptores y fusibles.** - Debido a efectos de resonancia, los niveles de corriente pueden incrementarse muchas veces provocando los disparos intempestivos de las protecciones, interruptores y quemando fusibles. Esta situación causa serios problemas en industrias que dependen de la calidad de energía para la operación de sus procesos sensibles.

**Sobrecarga de Transformadores.** - En los transformadores, reactancias, etc., las pérdidas en el hierro en caso de existir armónicos crecen muy significativamente, esto hace que deban sobredimensionarse los KVA nominales de forma notable. Conduciendo a un Aumento de tamaño y de pérdidas en los transformadores.

**Sobrecarga de condensadores.** - La presencia de una batería de condensadores en una instalación no genera armónicos, sin embargo, puede amplificar los armónicos existentes agravando el problema. La corriente a través de los condensadores se calcula de la siguiente forma.

$$I = \frac{U}{X_C} , \quad I = U \cdot 2\pi C f$$

La reactancia capacitiva disminuye con la frecuencia. Hasta las más pequeñas amplitudes de tensiones armónicas causan altas corrientes que perjudican a los condensadores. Los condensadores presentan una baja impedancia a frecuencias elevadas y absorbe las intensidades armónicas más fácilmente que otras cargas reduciendo considerablemente la vida de los condensadores.

**Pérdidas en equipos de distribución.** - El aumento de sección de los cables y pérdidas Joule es una consecuencia de tener que transportar los armónicos. Dicho aumento ha de ser proporcional al valor eficaz total de la corriente. (Zegarra Huamán, 2006, pág. 42)



Figura 35: Desgaste de cables por armónicos / efecto piel  
Fuente: Autor

**Excesiva corriente de neutro.** - En condiciones de carga balanceada sin armónicas, las corrientes de fase se cancelan en el neutro, resultando en una corriente de neutro nula. Sin embargo, en un sistema de 4 hilos con cargas monofásicas no lineales, los múltiplos impares de la 3ª armónica (3º, 9º, 15º) no se cancelan, sino que se suman en el conductor de neutro. Cuando existe una carga trifásica + neutro equilibrada que genera armónicos impares múltiplos de 3. Cierre de los armónicos homopolares sobre el neutro que provocar excesivos calentamientos y Sobreintensidades del conductor neutro ya que no hay interruptores en el neutro así como lo hay en las fases. En sistemas con cantidades importantes de cargas no lineales monofásicas, las corrientes de neutro pueden alcanzar niveles altamente peligrosos.

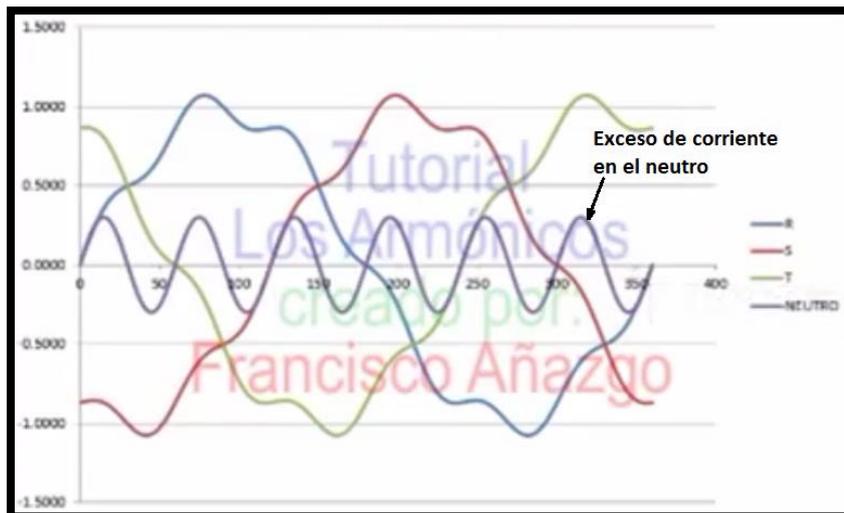


Figura 36: Exceso de corriente en el neutro  
Fuente: Autor

**Mal funcionamiento de controles electrónicos y computadoras.** - Los controles electrónicos y computadoras requieren una calidad de energía para su operación confiable. Las armónicas causan distorsión en las formas de onda, corrientes en el neutro y sobretensiones que afectan la performance de estos equipos.

**Errores en sistemas de medición.** - La exactitud de los sistemas de medición se ve afectada por la presencia de armónicas. Los medidores de energía activa registran exactamente la dirección del flujo de energía a las frecuencias armónicas, pero tienen errores de magnitud que aumentan con la frecuencia. La exactitud de los medidores de demanda y de los medidores de energía reactiva es aún menor en presencia de armónicas. (Zegarra Huamán, 2006, pág. 43)

### 2.10.5 Soluciones frente a los armónicos

Antes de aplicar ninguna solución ante el problema de los armónicos lo ideal es realizar un análisis de los armónicos que existen en la red. No es lo mismo el análisis de un sólo equipo o en un punto en concreto de una instalación, que el estudio de una red eléctrica industrial ya que esto último es muy complejo. Ese es uno de los motivos fundamentales de la realización de las simulaciones.

Lo recomendable es realizar simulaciones que permitan conocer la realidad de los fenómenos y estudiar las mejoras a introducir tales como filtros, etc. Los pasos fundamentales de un análisis de armónicos en la red son:

- ❖ Identificación y definición del problema: se basa en la recogida de información para saber el problema real existente y que se trata de solucionar.
- ❖ Medición de los armónicos en la instalación: una vez conocido el problema se miden los armónicos en las condiciones operacionales de la instalación.
- ❖ Diagnóstico preliminar estableciendo las posibles causas o motivos: se realiza el análisis de las posibles causas de la anomalía. Se ensayan las posibles fuentes perturbadoras y su impacto.
- ❖ Establecimiento de modelo del sistema del usuario: sirve para representar las condiciones de funcionamiento real de la instalación. La simulación permite la conexión de cualquier equipo o dispositivo que se puede encontrar en la red, como son los filtros, generadores de armónicos, interruptores, etc. Se puede realizar la simulación de sistemas trifásicos sin necesidad del esquema unifilar.
- ❖ Rodaje del modelo con las posibles soluciones correctoras: permite aplicar las soluciones correctoras y así poder seleccionar las mejores soluciones técnicas y así lograr la solución más adecuada teniendo en cuenta el punto de vista técnico-económico. (Rodríguez Luque, 2014, págs. 62, 63)

Una vez que se conoce el problema existente se aplican las soluciones más adecuadas según el caso. Las principales soluciones utilizadas para paliar el efecto de los armónicos son:

1. Modificación de la instalación
2. Utilización de dispositivos especiales en el sistema de alimentación
3. Instalación de Filtros

Para limitar la propagación de los armónicos se pueden realizar acciones como las siguientes:

- ❖ Instalación de las cargas no lineales aguas arriba: como muestra la figura 36, de este modo afecta en menor medida a las cargas sensibles.

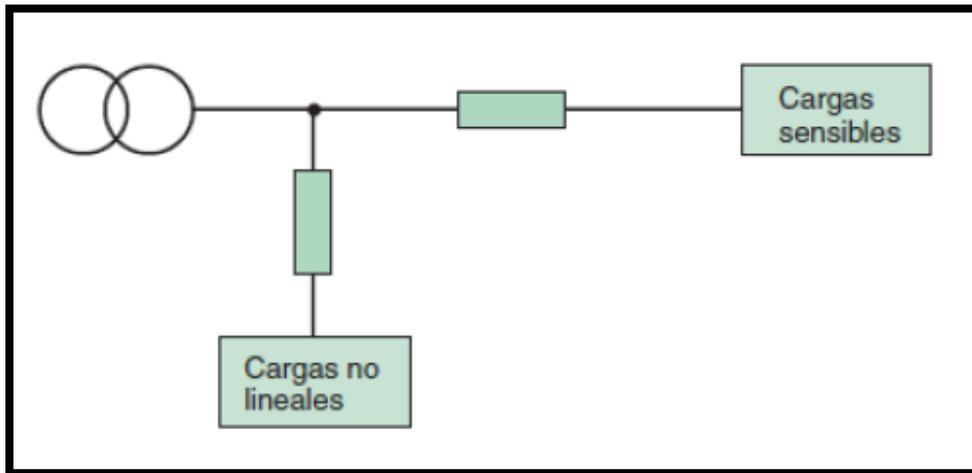


Figura 37: Cargas no lineales colocadas lo más aguas arriba posible  
Fuente: Rodríguez Luque, 2014

- ❖ Agrupación de las cargas no lineales: se recomienda agrupar las cargas no lineales y conectarlas lo más aguas arriba posible, lo cual se muestra en la siguiente figura:

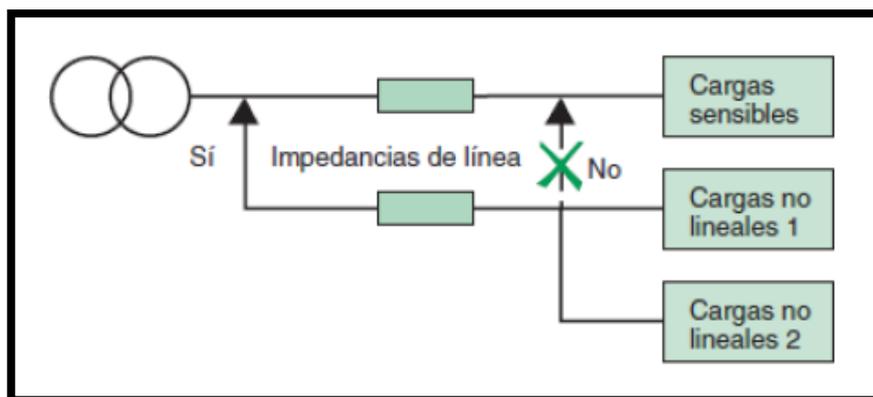


Figura 38: Las cargas no lineales juntas y lo más aisladas posible de las cargas sensibles  
Fuente: Rodríguez Luque, 2014

- ❖ Creación de fuentes separadas: Alimentando las cargas no lineales desde una fuente independiente del resto de cargas de la instalación. El inconveniente es un gasto económico mayor.

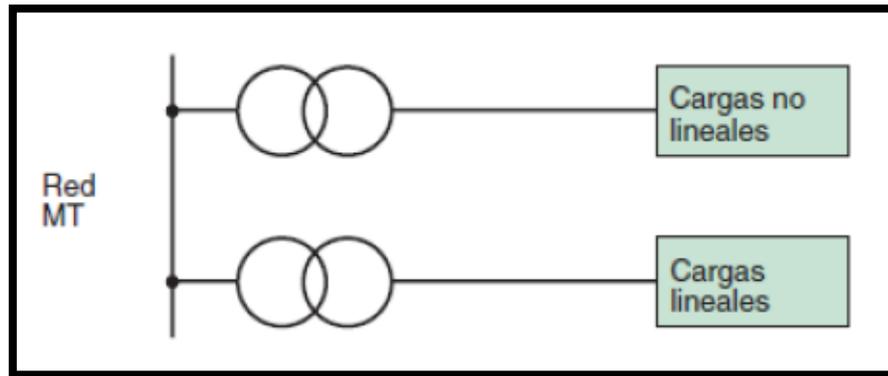


Figura 39: Cargas no lineales con alimentación independiente  
Fuente: Rodríguez Luque, 2014

- ❖ Transformadores con conexiones especiales: existen conexiones que eliminan armónicos como pueden ser: el transformador con doble secundario con conexión Dyd eliminan los armónicos 5° y 7°, la conexión Dy el 3° armónico o el DZ el 5°.

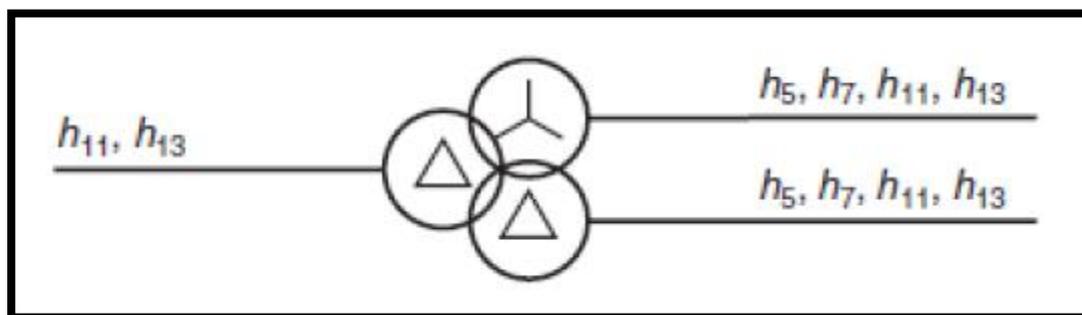


Figura 40: Bloqueo de la propagación de los armónicos del 5° y 7° armónico en la red aguas arribas a través de un transformador con conexión Dyd  
Fuente: Rodríguez Luque, 2014

- ❖ Sobredimensionamiento de la instalación: con fuentes de mayor potencia y cables de mayor sección, se consigue que el efecto de los armónicos provoque menos incidencias y su manifestación sea más tardía. A mayor potencia en la fuente, será menor la distorsión en la fuente y por tanto mayor su calidad de tensión. La impedancia de la instalación es más baja gracias al sobredimensionamiento de la fuente, lo que evita que aumenten las pérdidas por efecto Joule ocasionadas por los armónicos al ofrecer una sección mayor a los cables.

La autoría de este segmento investigativo, indica que estas adecuaciones suelen ser muy costosas, sin embargo es propicio su aplicación en condiciones especiales. (Rodríguez Luque, 2014, págs. 63,64)

- ❖ **Filtros armónicos**

Como parte de la solución ante la presencia de armónicos se presentan los filtros y sus derivados.

### Filtros Pasivos

Están constituidos exclusivamente por elementos pasivos como resistencias, condensadores y bobinas. Se suelen instalar en paralelo con la carga no lineal y absorben los armónicos para evitar que circulen por la red de distribución. Se ajustan al rango de armónicos que se desea eliminar y se suelen utilizar ramificaciones de filtros en paralelo para una eliminación más global. Éstos basan su funcionamiento en proporcionar a las corrientes armónicas un camino de impedancia mucho menor que la red exterior, actuando como sumideros de las mismas.

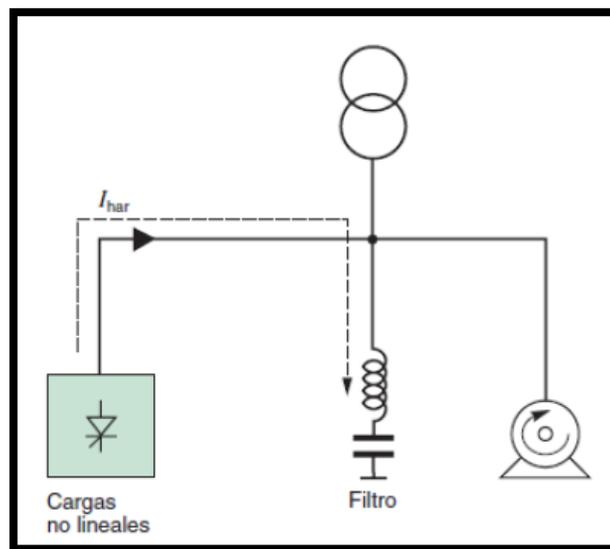


Figura 41: Funcionamiento de un filtro pasivo  
Fuente: Rodríguez Luque, 2014

Las grandes ventajas de utilizar filtros pasivos son básicamente su bajo coste, el que puede reducir también las tensiones armónicas de la tensión de alimentación o que ofrece tanto corrección del factor de potencia como el filtrado de corrientes; sin embargo, tienen muchos inconvenientes, entre ellos:

- ❖ Su selectividad hace que no compensen todo el margen de armónicos deseado. Solamente son válidos para un orden armónico determinado, mientras que los filtros activos sirven para un rango armónico que va a ser función de la frecuencia de conmutación de los elementos activos del filtro
- ❖ La resonancia serie entre el filtro y la impedancia de la fuente puede causar amplificaciones de las tensiones armónicas.

- ❖ El filtro pasivo puede provocar una resonancia paralela con la red de suministro, con amplificación de las corrientes armónicas.
- ❖ Los filtros pasivos, debido a la componente resistiva, tienen un consumo de componente fundamental, lo que provoca armónicos de tensión.
- ❖ El número de secciones del filtro será tanto más elevado cuanto mayor sea el número de armónicos a eliminar, lo que supone aumentar los problemas anteriormente mencionados.
- ❖ El filtro de absorción (que es, generalmente, el utilizado a nivel industrial), está adaptado a una configuración concreta de red y estado de cargas. Por lo tanto, no podrán eliminarse ni añadirse cargas a un grupo compensado de esta forma.

Las aplicaciones típicas son las instalaciones industriales, instalaciones que requieren una corrección del factor de potencia, instalaciones en las que la distorsión de tensión debe reducirse para evitar perturbar a las cargas sensibles o instalaciones en las que se debe reducir la distorsión de corriente para evitar sobrecargas. (Rodríguez Luque, 2014, pág. 65)

### Filtros activos

Constan de elementos pasivos asociados con otros activos de electrónica de potencia como pueden ser los amplificadores operacionales, los cuales necesitan alimentación externa para su funcionamiento, siendo uno de sus mayores inconvenientes.

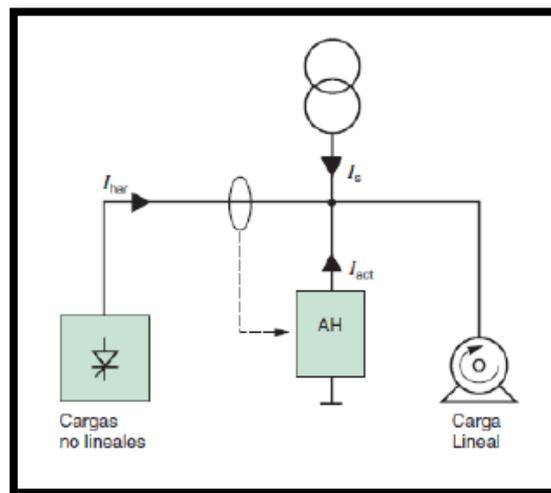


Figura 42: Funcionamiento de un filtro activo. Muestra un compensador activo de armónicos conectado en paralelo que compensa la corriente armónica  $I_{har} = -I_{act}$ . Inyecta en la fase opuesta los armónicos de la carga no lineal, de forma que la corriente de línea  $I$ , permanece senoidal.

Fuente: Rodríguez Luque, 2014

Los filtros activos inyectan a la red intensidades a la red con un valor y una frecuencia determinada que cancelan los armónicos de intensidad que están presentes en la red. Esta corriente es igual a la diferencia entre la corriente de carga y la intensidad fundamental, de manera que la resultante será una corriente senoidal igual a la intensidad fundamental de la fuente.

Se deben conectar en paralelo entre las cargas perturbadoras o no lineales y el sistema eléctrico. Que su funcionamiento sea el correcto depende fundamentalmente del dimensionamiento del filtro y de una coordinación eficaz entre el cálculo de la corriente de referencia y el control de la corriente del filtro.

Entre sus ventajas están: que filtran un amplio rango de frecuencias, se pueden adaptar a cualquier tipo de cargas, que proporcionan una gran amplificación de la señal de entrada (ganancia), lo que es importante si se trabaja con señales a niveles muy bajos o que aportan gran facilidad de ajuste, actuando simplemente sobre el elemento activo. Las aplicaciones más típicas es en instalaciones comerciales o instalaciones en las que se debe evitar la distorsión de corriente para evitar sobrecargas. (Rodríguez Luque, 2014, pág. 67)

### **Filtro Sintonizado**

Según lo expresa Zegarra (2006) “el capacitor junto con un reactor forma un circuito resonante en serie. Este filtro se caracteriza porque la frecuencia de sintonía se ajusta muy próximo a la frecuencia de las armónicas producidas por las cargas no lineales, consigue además, en proporcionar potencia reactiva fundamental y compensar el factor de potencia” (Zegarra Huamán, 2006, pág. 55).

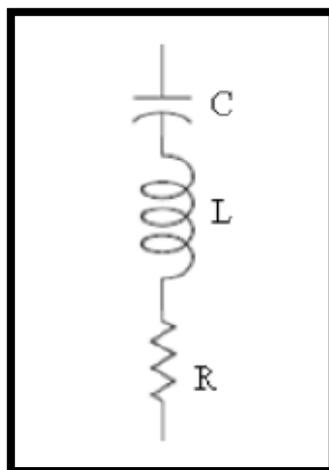


Figura 43: Filtro sintonizado  
Fuente: Rodríguez Luque, 2014

### **Filtro desintonizado**

Según manifiesta Zegarra (2006) “con el circuito inductivo y capacitivo en serie, y conectado en paralelo al sistema. El circuito, representa una frecuencia de resonancia desviada de la frecuencia de la armónica, y de igual forma el objetivo es corregir el factor de potencia, evitar resonancia paralelo y filtrar corrientes armónicas” (Zegarra Huamán, 2006, págs. 55, 57).

### **2.11 Subestación eléctrica y cables apantallados**

En una subestación de Alta Tensión, pueden existir interferencias electromagnéticas, que pueden alcanzar dispositivos sensibles, provocando fallas en su desempeño habitual. El uso de cables apantallados puede eliminar estos efectos.

En ambientes con una alta interferencia, tales como las instalaciones eléctricas de potencia y Alta Tensión, se requieren precauciones especiales en los circuitos de señal y comando que se utilizan para la supervisión y mando de las instalaciones.



Figura 44: Cable con apantallamiento tipo malla o trenza  
Fuente: Cables y tecnología/ CENTELSA

Por ejemplo, en las subestaciones eléctricas de Alta Tensión existen variadas fuentes de interferencias electromagnéticas, tales como transitorios debido a la operación normal equipamiento de potencia (interruptor, seccionador), fallas de las aislaciones, descargas atmosféricas y actuación de descargadores, etc. Estas interferencias pueden alcanzar dispositivos sensibles que se encuentran en la misma planta o en inmediaciones provocando fallas en su desempeño habitual. Por estos motivos se requiere la utilización de cables con pantallas, también denominado como blindaje. (Álvarez, 2015)

Con el mismo criterio para disminuir las pérdidas de energía y disminuir la afectación a instrumentos menores con interferencias electromagnéticas de los altos voltajes se tienen cables especiales con blindajes a niveles de alta tensión.



Figura 45: Cable con blindaje xlpe 33kV  
Fuente: Autor



Figura 46: Cable con blindaje 2XHCM2Y-J/400kV  
Fuente: Autor

## 2.12 La automatización de la subestación

Desde los ochenta los avances en la tecnología del microprocesador han eliminado la sola función de los dispositivos electromecánicos y han dado la multifunción a los dispositivos electrónicos. Un sistema de automatización de subestaciones incluye todas las funciones requeridas para la operación confiable tanto de la subestación como del sistema eléctrico de potencia en general, además nos permite pronosticar y analizar problemas o fallas del sistema.

O sea es un sistema que integra y procesa los estados de la subestación, la información, permitiendo la comunicación con dispositivos locales y/o remotos. (Guerrero Lara & Inga Cando, 2004, pág. 23)

### **2.13 La automatización de los alimentadores**

Las operaciones de control energético, sin duda es un claro ejemplo de la aplicación de la automatización en subestaciones de transformación y como alimentador. Según Guerrero Lara e Inga Cando (2004) indican que, La automatización de los alimentadores es típicamente la instalación o vinculación de dispositivos del seccionamiento o interruptores, a lo largo del alimentador. Cuando hay un problema con el alimentador, se darán los datos a la subestación o centro del mando para el análisis. Una vez el problema se ha identificado, un técnico puede activar el interruptor remotamente para aislar el segmento que causa el problema, hasta reparar el problema (Guerrero Lara & Inga Cando, 2004, pág. 22).

#### **2.13.1 Localización de la falla**

Cuando una falla ocurre en un alimentador, el equipo de protección ordenará la apertura del disyuntor principal del primario. Luego vendrá la operación de reconexión y si la falla se despeja, no habrá otra acción. Sin embargo, si la falla se mantiene, el disyuntor dispara y se queda abierto. La entrada a esta función es la identificación del disyuntor que ha disparado y la salida es una lista de las zonas a ser aisladas por la función de aislamiento de la falla. (Guerrero Lara & Inga Cando, 2004, pág. 24)

### **2.14 Gestión de mantenimiento**

Es el conjunto de acciones que busca garantizar el: Cumplir todos los aspectos reglamentarios, maximizar la fiabilidad y disponibilidad, minimizando costos, alargar la vida útil de las instalaciones y contribuir a cumplir los indicadores de calidad del suministro. (Trashorras Montecelos, 2015, pág. 327)

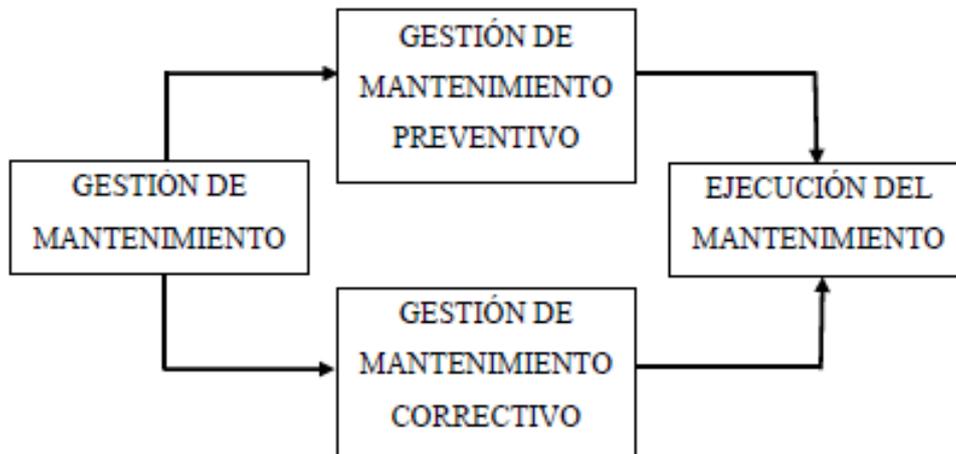


Figura 47: Flujograma general de la gestión documentaria de mantenimiento  
 Fuente: Jaramillo Carrión y Miño Santander, 2018

De la figura 47, en la gestión de mantenimiento se determina el tipo de mantenimiento a realizar, tomada la decisión ya sea preventivo o correctivo, cada uno por su parte realiza la gestión (documentación relacionada a la programación, personal, etc.) con el único fin de resolver el problema (avería, inspección, prueba), es decir ejecutar el mantenimiento.

A continuación, se detalla brevemente las acciones y los aspectos a tener en cuenta a la hora de gestionar el mantenimiento:

Tabla 5: Gestión del mantenimiento

Gestión del mantenimiento	Estrategias	Mejora de fiabilidad	Reducir tasa de fallos	-Aseguramiento de la calidad en todo el proceso antes de la puesta en servicio (especificaciones, compra, fabricación, montaje y puesta en servicio) -Análisis de incidencias para tomar acciones correctoras -Planes de mantenimiento y renovación de equipos adecuados
		Mejora de disponibilidad	Reducir tiempos de reposición de servicio	-Planes de contingencia -Repuestos estratégicos -Conocimiento de la instalación
		Minimizar costes	Hacer más cosas y mejor con los mismos recursos	-Planes de mantenimiento optimizados -Sistemas de gestión -Innovación tecnológica -Normalización y procedimientos
		Prevención	Accidentes	-Formación en prevención

			cero	-Rigurosidad escrupulosa en el cumplimiento de los procedimientos -Cultura de prevención
Aspectos a tener en cuenta	Diseño	-Aspectos reglamentarios (distancias de seguridad y pasillos de mantenimiento) -Apostar por la simplicidad de unifilar y de esquemas eléctricos -Evitar barra simple si el mercado no se puede alimentar desde otra subestación -Contemplar espacio necesario para grúas, camiones, colocación de subestaciones móviles, entre otros -Vías longitudinales para entrada y salida de transformadores -Seguridad integral (protección activa, pasiva y televigilancia)		
	Proyecto y construcción	-Respetar la normalización -Ejecución con calidad -Fundamental el procedimiento de puesta en servicio		

Elaborado por: Autor y extraído de Trashorras Montecelos, 2015

## 2.15 Fundamentos técnicos en la toma de decisiones

Es frecuente encontrarse con ciertos términos que en ocasiones parecen simples, sin embargo, para el caso de esta investigación se tiene que enfocar de manera particular algunos términos que influyen directamente en el desarrollo y rendimiento de los componentes de una subestación eléctrica, así también la afectación con otras instalaciones en la red eléctrica. Existe implicancia en el mantenimiento de subestaciones eléctricas.

**Monitorizar.** - Observar mediante aparatos especiales el curso de uno o varios parámetros fisiológicos o de otra naturaleza para detectar posibles anomalías. (Encarta, 2009)

**Maniobras.**- Operación material que se ejecuta con las manos (Encarta, 2009). Son acciones que realiza el operador de la S/E, una vez recibido un reporte del centro de control.

**Teorías de la electricidad.** - Serie de las leyes que sirven para relacionar determinado orden de fenómenos. Relacionando con la electricidad refiere, leyes que estudian los fenómenos eléctricos.

**Normatividad.** - Conjunto de normas aplicables a una determinada materia o actividad.

**Procedimientos.** - Acciones que se realizan de manera secuencial y lógica obre algunas cosas.

**Rangos.** - Nivel o categoría, referido a los máximos y mínimos establecidos normalmente por normas específicas. (Encarta, 2009)

**Parámetros.-** Dato o factor que se toma como necesario para analizar o valorar una situación (Encarta, 2009). Se refiere a las variables físicas y naturales que interactúan en un instante.

## **2.16 Políticas en la gestión del mantenimiento energético**

La Constitución del Ecuador manda, en el artículo 315 que el estado constituirá empresas públicas para la gestión de sectores estratégicos, y conceptualiza a las empresas públicas como instituciones creadas para la gestión de sectores estratégicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos y el desarrollo de otras actividades económicas.

El CENACE asume como su tercer pilar filosófico, el fortalecimiento del modelo de gestión institucional basada en instrumentos de gestión pública y enfocada en cumplir con las políticas oficiales y del sector.

El CENACE es el operador del sistema eléctrico de potencia en su conjunto, y en forma particular de la red de generación – transmisión; constituye el organismo que decide donde producir la energía, cómo transportarla, cómo entregarla en el mismo momento que es requerida por el usuario o, en forma más apropiada, requerida por los miles de usuarios de cada empresa distribuidora. Cuando hay problemas en los generadores o en la red, identifica y aísla los problemas lo más pronto posible para no afectar el servicio al usuario o para mitigarlo. Para realizar todo esto se requieren miles de datos, potentes computadoras que procesen la información y la inteligencia humana para controlar al sistema de potencia.

Cuando ocurre una falla de cualquier elemento de generación o transmisión el problema se propaga inmediatamente en todo el sistema eléctrico, evento que debe ser resuelto a la brevedad posible para evitar una falla en todo el sistema.

El análisis y decisión del uso eficiente de los recursos para la producción de energía eléctrica se planifica en el CENACE con mucha anticipación y se lo ajusta hasta el mismo instante de consumo. Se realizan pronósticos en periodos anuales, mensuales, semanales, diarios, considerando cada hora y segundo. Este recorrido comprende los procesos de planificación de largo, mediano y corto plazo, y desemboca en la denominada operación en tiempo real, es decir en este momento. (CENACE, 2016, págs. 24, 25, 30)

## **CAPÍTULO 3:**

### **INFORMES DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE MILAGRO**

La recopilación de información de las distintas actividades, sea de operación de planta en la subestación o del centro de control, permitirá analizar las causas y los efectos que a priori se tendrán que considerar al momento de plantear el mantenimiento correspondiente a las instalaciones. Esta información influirá de manera directa e indirecta con otras instalaciones y favorecerá a la planificación del mantenimiento, puesto que existirá mayor confianza en las decisiones a tomar.

#### **3.1 Reportes de control de S/E**

La central de operaciones y control en coordinación con los operadores de las subestaciones eléctricas revisan permanentemente y durante las 24 horas, el estado de los parámetros del tratamiento y conducción de electricidad de las subestaciones de 500kV, 230kV, 138kV y 69kV. Parámetros como: Perfiles de voltaje, curvas de flujo de líneas de transmisión (MVA), curvas de flujo de transformadores (MVA), curvas de flujo de entregas de transmisión y reporte "post-operativo diario". Estos son indicadores para determinar cualquier tipo de falla o eventos que se tendrá que corregir inmediatamente, e informar al momento de la planificación de reparaciones o mantenimientos preventivos.

La información de enlace del centro de control permite que la red del SNI brinde satisfactoriamente los niveles de tensión y potencia a los usuarios, y que los funcionamientos de las subestaciones eléctricas se encuentren dentro de los rangos normales de abastecimiento de energía eléctrica.

A continuación, se presenta la S/E Milagro que trabaja con tres niveles de tensión 230kV, 138kV y 69kV, que es alimentada por las subestaciones pascuales, Dos cerritos, Zhoray y Machala, mediante el anillo de 230kV que posee el Ecuador y que están conectadas a las generadoras Mina San Francisco y Sopladora. La SE Milagro entrega voltajes a 230kV a la industria ADELCA y S/E Duran, y a nivel de 138kV entrega energía a San Idelfonso y Babahoyo; y a nivel de 69kV a las alimentadoras milagro 1, 2 y 3, EMELGUR y también está conectada a la generadora San Carlos. Los informes enviados a todas las subestaciones eléctricas que están ligadas a la red mejoran la coordinación en dar soluciones en casos que existan desbalances de suministros de potencia y voltajes. (CELEC - TRANSELECTRIC, 2018)

### 3.1.1 Subestación Milagro (230kV/138kV y 69kV)

Es una subestación que se encuentra interconectada al anillo de SNI con niveles de hasta 230kV, llega a sus instalaciones reportes de operaciones y control por efecto de las fallas, requerimientos de cargas, por mantenimiento de S/Es y líneas de transmisión interconectadas con esta. En la subestación Milagro se realiza las maniobras vía panel de control o maniobras físicas por parte de los operadores. Los parámetros de control que a continuación se explica, ayudan a regular un servicio normal de suministro de energía.

#### ❖ Perfiles de voltaje

Son curvas representativas en que se verifica si la tensión se encuentra dentro de los rangos normales de trabajo. El rango de lectura es cada 10 minutos durante las 24 horas.

Tabla 6: Lectura de voltaje

Hora	230 kv	138 kv	69 kv
01h00	229,25	139,91	69,01
02h00	230,92	140,95	69,64
03h00	230,34	140,67	69,42
04h00	230,03	140,47	69,35
05h00	229,94	140,37	69,41
06h00	229,66	140,31	69,22
07h00	229,14	140,23	69,20
08h00	230,12	140,61	69,59
09h00	228,99	139,61	69,13
10h00	228,69	139,70	68,92
11h00	226,14	138,34	68,21
12h00	225,35	137,63	67,89
13h00	226,05	138,33	68,04
14h00	226,56	138,22	68,76
15h00	226,56	138,44	68,65
16h00	228,84	139,84	69,46
17h00	229,59	140,29	69,76
18h00	229,12	140,04	69,63
18h30	228,64	139,21	69,37
19h00	230,42	140,18	69,88
19h30	228,77	139,20	69,30
20h00	229,49	139,70	69,61
21h00	230,81	140,71	70,14
22h00	230,46	140,50	70,06
23h00	227,84	139,26	69,40
00h00	229,91	140,46	69,81

Elaborado por: CELEC TRANSELECTRIC

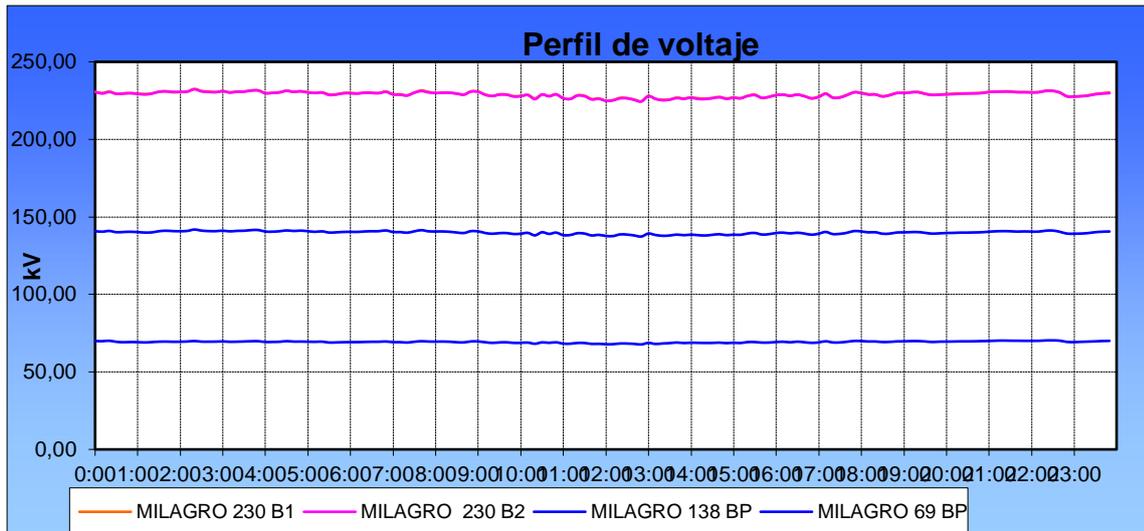


Figura 48: Perfil de voltaje  
Fuente: CELEC TRANSELECTRIC

❖ **Curvas de flujo de líneas de transmisión (MVA)**

Representa la cantidad de MVA que circula entre las otras SE con la subestación Milagro que están interconectados al anillo del SNI, con el propósito de cubrir la demanda de cargas de manera permanente.

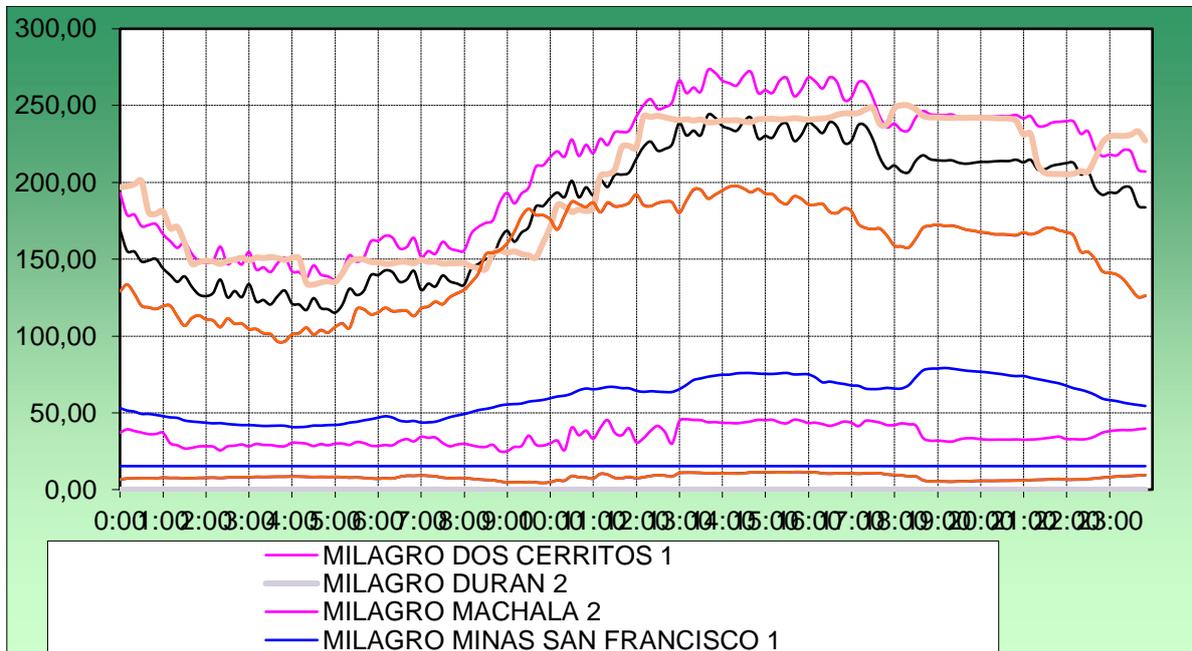


Figura 49: Curvas de flujo de MVA de transmisión  
Fuente: CELEC TRANSELECTRIC

Tabla 7: Lecturas de flujo de MVA de transmisión

HORA	2 cerritos	Duran	Machala 2	Mina SF	Pascuales	Sopladora	Zhoray 1	Zhoray 2	Babahoyo	S. Idelf 1	S. Idelf 2
01h00	166,21	0,00	36,97	15,30	143,94	181,15	119,37	166,21	47,84	7,80	7,79
02h00	147,68	0,00	28,17	15,30	126,00	148,98	110,83	147,68	20,48	45,52	61,42
03h00	154,73	0,00	28,16	15,30	133,75	149,08	104,52	154,73	20,94	43,58	58,30
04h00	142,12	0,00	30,47	15,30	121,02	150,75	142,12	142,12	19,29	42,94	59,89
05h00	136,74	0,00	29,87	15,30	115,22	135,10	136,74	136,74	18,32	45,58	59,90
06h00	162,00	0,00	28,41	15,30	139,68	147,98	162,00	162,00	17,69	48,19	63,33
07h00	151,62	0,00	34,41	15,30	129,99	149,55	151,62	151,62	18,80	45,32	63,60
08h00	155,62	0,00	29,78	15,30	133,32	147,51	155,62	155,62	14,95	53,17	69,33
09h00	193,17	0,00	25,06	15,30	168,43	154,23	193,17	193,17	16,23	57,10	78,91
10h00	216,44	0,00	30,08	15,30	189,86	170,95	216,44	216,44	17,24	62,30	81,01
11h00	219,02	0,00	33,16	15,30	191,83	183,27	219,02	219,02	16,98	68,07	84,19
12h00	242,59	0,00	30,83	15,30	215,14	222,64	242,59	242,59	24,12	65,69	83,86
13h00	266,39	0,00	44,45	15,30	238,68	240,54	266,39	266,39	30,18	72,45	84,60
14h00	266,32	0,00	43,42	15,30	236,79	240,31	266,32	266,32	23,43	76,30	89,19
15h00	260,05	0,00	45,18	15,30	230,24	241,24	260,05	260,05	25,12	76,58	86,06
16h00	268,32	0,00	43,35	15,30	238,82	240,80	268,32	268,32	29,84	71,39	83,51
17h00	255,24	0,00	43,50	15,30	226,95	244,85	255,24	255,24	27,36	67,80	74,74
18h00	238,19	0,00	42,00	15,30	211,05	248,24	238,19	238,19	24,29	69,61	77,53
18h30	242,34	0,00	41,65	15,30	214,14	247,44	242,34	242,34	13,00	79,70	89,32
19h00	243,96	0,00	31,88	15,30	214,40	242,32	243,96	243,96	12,57	79,62	90,55
19h30	242,54	0,00	32,60	15,30	212,75	242,12	242,54	242,54	14,15	78,03	86,54
20h00	243,06	0,00	32,86	15,30	213,33	242,03	243,06	243,06	16,36	76,52	86,43
21h00	241,71	0,00	32,42	15,30	213,02	231,22	241,71	241,71	21,02	72,96	87,09
22h00	239,85	0,00	32,84	15,30	212,55	205,32	239,85	239,85	15,82	66,48	84,80
23h00	218,04	0,00	38,00	15,30	193,42	229,87	218,04	218,04	19,78	58,86	74,07
00h00	193,28	0,00	37,07	15,30	169,17	196,91	193,28	193,28	21,26	53,36	61,72

Elaborado por: CELEC TRANSELECTRIC

❖ **Curvas de flujo de transformadores (MVA)**

Es la capacidad de potencia que aporta los transformadores debido a las cargas conectadas a la subestación eléctrica. Refleja los rendimientos de trabajo de los transformadores de una subestación eléctrica.



Figura 50: Curvas de flujo de transformadores  
Fuente: CELEC TRANSELECTRIC

❖ **Curvas de flujo de entregas de transmisión**

Representa las potencias; aparente, activa y reactiva que transmite la subestación Milagro con otras SE, cada diez minutos durante las 24 horas. El objetivo es brindar un suministro permanente, para ello las maniobras y adecuaciones de control.

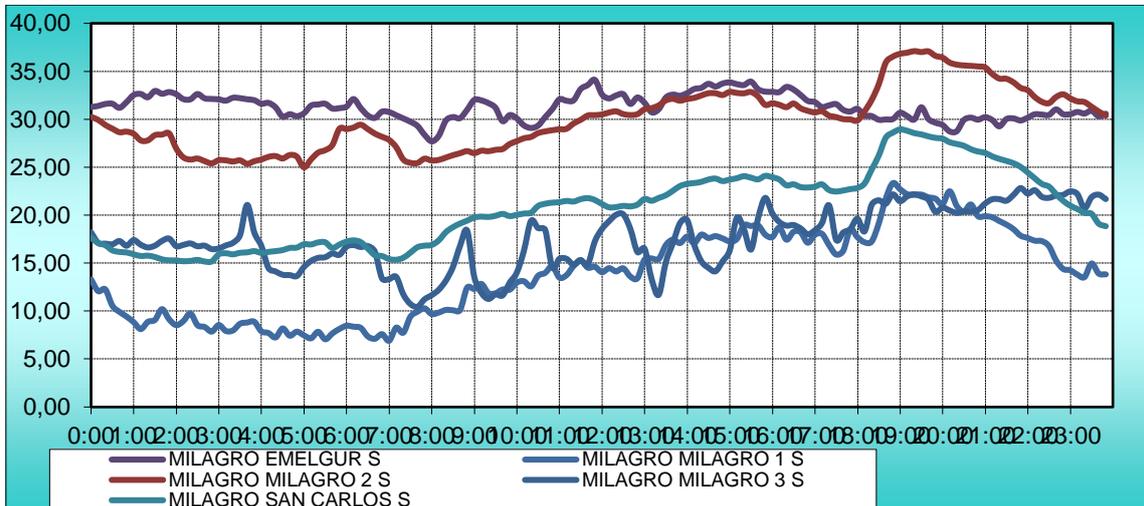


Figura 51: Curvas de flujo de entregas de transmisión  
Fuente: CELEC TRANSELECTRIC

❖ **Reporte "post-operativo diario"**

En esta etapa se resume los comportamientos de los eventos suscitados durante toda la jornada de suministro eléctrico, además si los valores obtenidos durante la jornada en los diferentes parámetros de control estuvieron o no de acuerdo a las cargas de trabajo, así también las modificaciones y adecuaciones necesarias, se las indican en las observaciones de manera que se pueda entender con las justificaciones respectivas.

A continuación, se presenta el formato y las instalaciones involucradas, así como los parámetros de control:

<b>EMPRESA ELÉCTRICA</b>	REPORTE "POST-OPERATIVO DIARIO"	Código: FOR-OPE-#51	
		Documento: SOP-01	
	DIVISION DE OPERACION - GESTION DEL DIA A DIA	Fecha:	28/11/2018

Figura 52: Formato de reportes CELEC  
Fuente: CELEC TRANSELECTRIC

Tabla 8: Subestaciones fuera de rango de voltaje

Subestaciones fuera de rango de voltaje						
Subestación	MAX VOLTAJE FUERA DE RANGO				Observaciones	
	138 kV		69Kv			
	VALOR	HORA	VALOR	HORA		
ESCLUSAS	BP: 146.04	16:25			Voltaje alto registrado por condiciones del sistema. Se desconecta el capacitor 2 de 230 kV para controlar el voltaje.	
CARAGUAY	BP: 145.87	16: 25				
ORELLANA			BP: 73.84	18: 20	Voltaje alto registrado al momento de normalizar a la S/E Orellana luego del disparo ocurrido de la L/T Puyo - Puerto - Napo 138 kV en la que quedaron fuera de servicio las S/Es Tena, Loreto y Orellana.	
TOPO	BP: 144.95	20: 38			Voltaje alto registrado debido al ingreso de generación programada en la zona.	
MOVIL 1			BP: 71.91	19: 20	Voltaje alto registrado por condiciones del sistema. No es posible regular con el LTC.	
Voltajes superiores al 5% de 138kV, y 4% en 69kV						

Elaborado por: CELEC TRANSELECTRIC

Tabla 9: Mínimo voltaje fuera de rango

SUBESTACIÓN	MIN VOLTAJE FUERA DE RANGO						OBSERVACIONES
	500 kV		138Kv		69kV		
	VALOR	HORA	VALOR	HORA	VALOR	HORA	
CHORRILLOS	B2: 462.59	7:27					Voltaje bajo en la S/E Chorrillos debido a solicitud para realizar análisis del efecto corona. Al momento la L/T Chorrillos - Tisaleo 500 kV se encontraba desernegizada por control de voltaje en la zona.

CARAGUAY					BP: 66.91	9:41	Bajo voltaje registrado en S/E por condiciones del sistema. Se conectan los capacitores de la S/E Caraguay para controlar el voltaje.
CHONE			B1: 129.50	18: 34			Bajo voltaje registrado debido a condiciones del sistema.
CHONE			B2: 129.65	18: 34			
Voltajes inferiores al 5% de 500kV , 138kV y 3% de 69kV							

Elaborado por: CELEC TRANSEÑECTRIC

Tabla 10: Flujos de carga en líneas de transmisión

Flujos de Carga en Líneas de Transmisión						
LÍNEA	NIVEL	LÍMITE OPERATIVO (MVA)	%DE CARGA BILIDAD	CARGA MAXIMA (MVA)	HORA	OBSERVACIONES
MOLINO-TADAY 2	230	342	93.35%	319.27	17:21	Flujo alto registrado debido al alto despacho de generación del complejo Paute – Mazar – Sopladora, a que al momento se encuentra fuera de servicio el circuito 1 de la L/T Molino – Taday 2390 kV por mantenimiento y al bajo despacho de generación de la central CCS.
TADAY-MOLINO 2	230	342	92.50%	316.34	17:20	
TRINITARIA-SALITRAL 2	138	110	97.73%	107.50	14:20	Flujo alto debido a que al momento solamente se encuentra habilitado el circuito 2 de la L/T Trinitaria – Salitral 138 kV ya que el circuito 1 se encuentra siendo utilizado para energizar a 138kV a la S/E Nueva Prosperina y a que la central Trinitaria no se encuentra en servicio.
Cargabilidad = Máxima tolerancia de trabajo = sobrecarga al sistema > a 90% respecto al límite operativo						

Elaborado por: CELEC TRANSELECTRIC

Tabla 11: Flujos de carga en transformadores

Flujos de Carga en Transformadores								
SUBESTACIÓN	TRAFO	NIVEL	LÍMITE OPERATIVO (MVA)	% DE CARGA BILIDAD	MVA MAX	F.P.	HORA	OBSERVACIONES
CUENCA	ATQ	138/69	100	95.24%	95.24	0.581	18:38	Flujo alto registrado debido a condiciones del sistema en horas de máxima demanda y al despacho de generación alto en la zona a nivel de 138 kV. El transformador de la S/E Sinicay se encuentra con baja cargabilidad en contraste con el ATQ de S/E Cuenca.
PASCUALES	ATT	230/138	375	91.86%	344.48	0.612	14:51	Flujo alto registrado debido a la demanda de energía en la zona además de la indisponibilidad de generación de la Central Trinitaria.
SALITRAL	ATR	138/69	150	94.27%	141.41	0.415	14:20	Alta cargabilidad de los transformadores de la S/E Salitral por condiciones de la demanda. Se activa el esquema de protección sistémica local.
Cargabilidad = Máxima tolerancia de trabajo = sobrecarga al sistema > a 90% respecto al límite operativo								

Elaborado por: CELEC TRANSELECTRIC

Un sistema automatizado permite entonces, evaluar y corregir las fallas de control y electromecánicas que se presentan a diario en el suministro eléctrico, en niveles de 69kV y otros niveles. Ambos deben converger al momento de diagnosticar el mantenimiento de los equipos de una subestación eléctrica, así también en las alimentadoras ya que están directamente relacionadas en el abastecimiento de electricidad a la comunidad.

### 3.2 Estadísticas de reportes de fallas

Según reporta el CENACE durante todo el 2017, en el SNI se han registrado 5289 mantenimientos, se distribuyen de la siguiente manera:

- ❖ En distribución se registraron 814 mantenimientos de los cuales se ejecutaron 682, se suspendieron 111 y no se autorizaron 21.

- ❖ En generación se registraron 2346 mantenimientos, se ejecutaron 2199 y se suspendieron 124 y no se autorizaron 23.
- ❖ En transmisión se registraron 1729 mantenimientos, se ejecutaron 1445, se suspendieron 262 y no se autorizaron 22.
- ❖ El Operador Nacional de Electricidad registró 365 mantenimientos propios en sus instalaciones, se ejecutaron 280, se suspendieron 79 y no se autorizaron 6.
- ❖ En enlaces internacionales se registraron 35 mantenimientos, se ejecutaron 34 y se suspendió 1. (CENACE , 2017)

Para el caso de esta investigación a nivel del sistema ecuatoriano de 69kV, se dan en transmisión, subtransmisión y en instalaciones de subestaciones eléctricas.

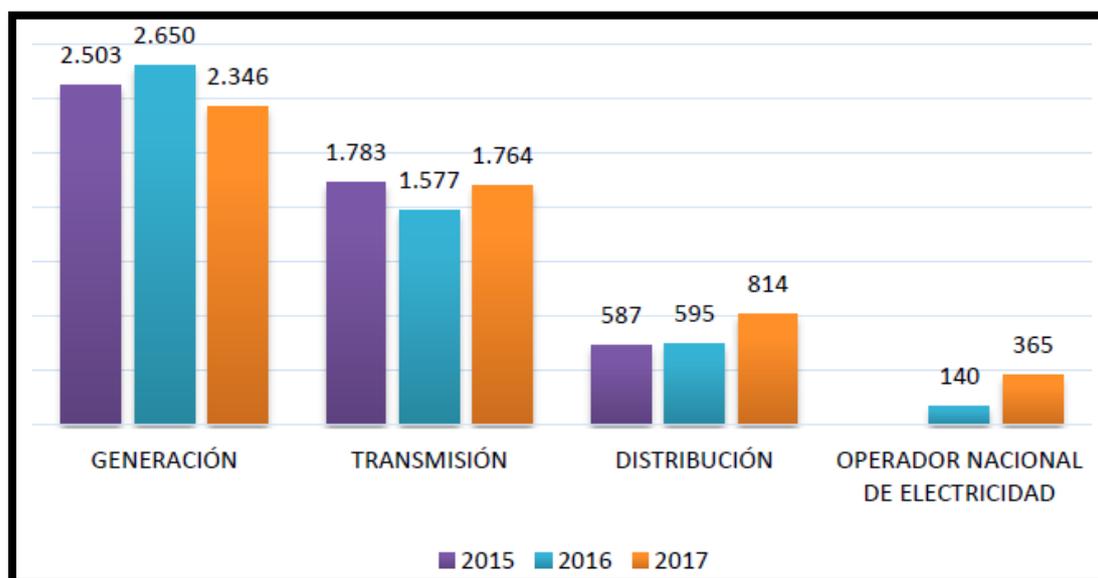


Figura 53: Ejecución de mantenimientos en el sistema ecuatoriano  
Fuente: CENACE- Informe anual 2017

La energía no suministrada a consecuencia de todas las fallas registradas en el SNI, durante el año 2017, fue de 7,75 GWh, que representa el 0,035% del consumo anual. En la Figura 53 se presenta la energía no suministrada a consecuencia de fallas registradas en el SNI. (CENACE , 2017)

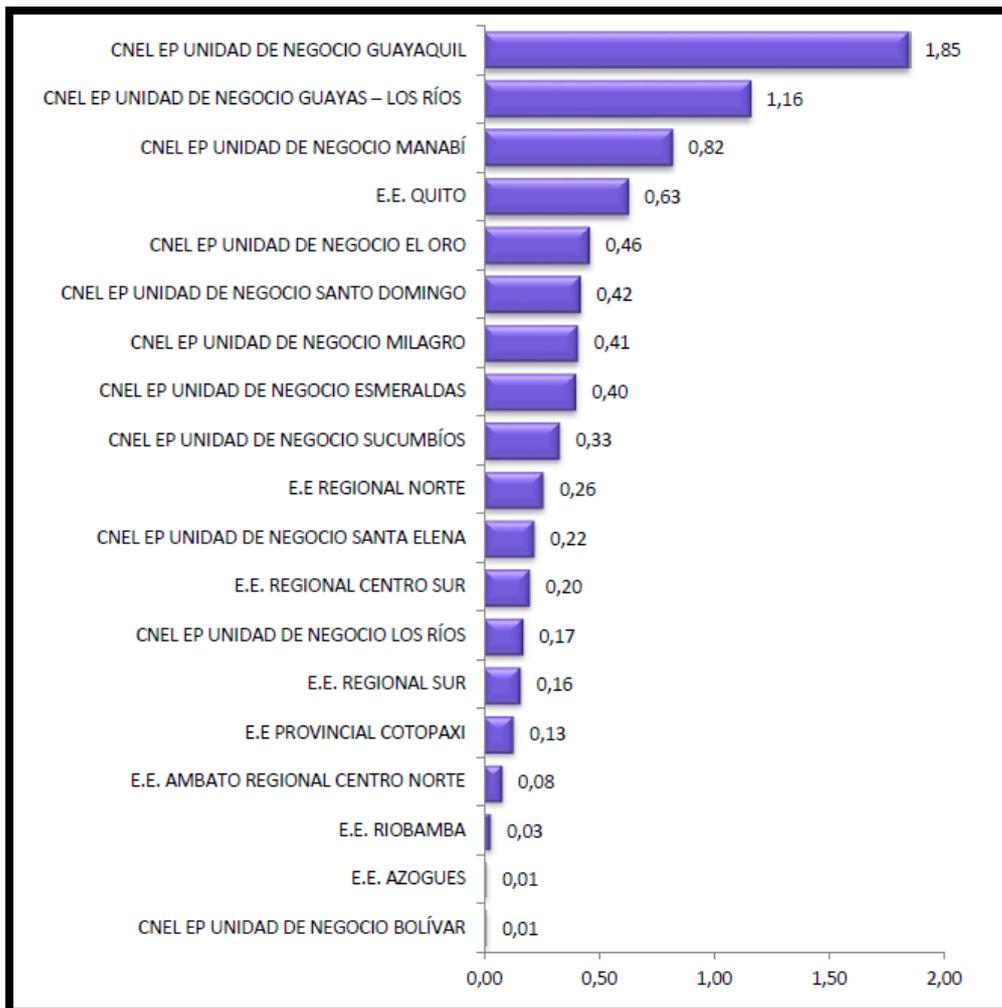


Figura 54: Energía no suministrada por fallas en el SNI (GWh)  
Fuente: CENACE – Informe anual 2017

### 3.3 Reportes de fallas electromecánicas

Existen varias circunstancias por la presencia de fallas (sobrecargas, sobretensiones, problemas ambientales, accidentes en líneas de transmisión, desgastes de elementos de protección, etc.), fallas electromecánicas en los componentes de la subestación de 69kV de subtransmisión, distribución (grandes clientes) y como parte final distribución a nivel residencial. La coordinación del centro de control, los operadores de subestaciones, operadores de transmisión y distribución (linieros), es fundamental para facilitar los reportes del mantenimiento electromecánico.

#### ❖ **Mantenimientos correctivos**

En caso de presentarse reparaciones que no estuvieron previstas en el PAM\_M, la empresa eléctrica podrá solicitar al CENACE la aprobación de las actividades de mantenimiento como una solicitud de mantenimiento correctivo según el proceso establecido en el numeral

anterior, con una anticipación de diez (10) días a la fecha de inicio prevista del mantenimiento. Una vez recibida la solicitud, el CENACE en un plazo máximo de veinte (20) días, con base a los estudios técnico-operativos del sistema comunicará a la empresa involucrada la aprobación del mantenimiento.

#### ❖ **Pruebas técnicas y operación experimental**

Una vez concluido un mantenimiento mayor, si por requerimientos técnicos se requiera realizar pruebas técnicas y/o operación experimental a las unidades de generación o centrales, estas pruebas serán notificadas, programadas y aprobadas por el CENACE, siguiendo el procedimiento y criterios de remuneración establecidos en la regulación correspondiente. (ARCONEL, 2018)

### **3.4 Cumplimiento de las políticas en la gestión del mantenimiento energético**

#### **3.4.1 Suceso 1**

Como parte del compromiso de CNEL EP para mejorar el servicio eléctrico para sus clientes, la Unidad de Negocio Los Ríos realizó trabajos de mantenimiento en 7 subestaciones, líneas de subtransmisión y el sistema de distribución de energía eléctrica que abastece a los cantones Babahoyo, Montalvo, Baba, Ventanas, Quinsaloma, Pueblo Viejo, Vinces, Palenque, Urdaneta, todas sus parroquias, vías y recintos aledaños. Entre los trabajos realizados están:

- ❖ Subestación Centro Industrial, cambio de puentes media tensión, reajustes de grapas y terminales de compresión 13,8kV, reajuste de terminales en transformador de potencia y limpieza general de cuadros 69kV y 13,8kV.
- ❖ Subestación Nelson Mera, calibración de seccionador By Pass 69kV posición Baba.
- ❖ Subestación Baba, limpieza de cuadros 69kV y 13,8kV.
- ❖ Subestación Cedege, limpieza de cuadros 69kV y 13,8kV.
- ❖ Subestación Terminal Terrestre, reajustes de grapas y terminales de compresión 13,8kV y limpieza general de cuadros 69kV y 13,8kV.
- ❖ Subestación San Juan, cambio de pararrayos posición 69kV Vinces, cambio de grapas de bronce en barraje 69kV y limpieza de cuadro 69kV.
- ❖ Subestación Pueblo Viejo, limpieza de cuadros 69kV y 13,8kV.
- ❖ Motorización de seccionadores 69kV en Subestaciones Centro Industrial, Terminal Terrestre, Nelson Mera, Baba, Vinces, San Juan y Pueblo Viejo. Con

los trabajos realizados se ayuda a prevenir daños fortuitos y se garantiza la continuidad del servicio eléctrico, sobre todo en la época de estado invernal.

CNEL EP continúa trabajando para brindar un servicio de calidad y aportar al Plan del Buen Vivir que impulsa el Gobierno Nacional. (CNEL EP, 2016)

### 3.4.2 Suceso 2

CNEL EP como parte de su compromiso para realizar acciones continuas de mejora de la calidad del servicio eléctrico y garantizar su continuidad, dentro del área de la Unidad de Negocio Esmeraldas, ejecutará este domingo 23 de julio de 06h00 a 10h00 trabajos programados para la puesta en operación de la nueva línea de Subtransmisión Wínchele-Rocafuerte. Un centenar de técnicos efectuarán estas maniobras en los siguientes frentes:

- ❖ Subestación Wínchele; Reemplazo de interruptor a 69kV bahía de salida, retiro de puentes de línea del interruptor GIS, desmontaje de vano de línea entre viga salida LST Rocafuerte, interconexión de nuevo conductor a entrada del GIS, instalación de nuevo conductor hasta la viga del cuadro a 69kV, cambio de barraje de conductor 266 A 500 MCM.
- ❖ Subestación Tachina; Conexión de los puentes faltantes desde la línea de salida a 69kV en el castillo de la subestación, a la entrada del seccionador vertical 69kV, desde la salida del seccionador vertical hacia la entrada del interruptor a 69kV.
- ❖ Subestación Rocafuerte; Realizar la readecuación de 3 cuellos que unen la barra inferior con el seccionador del lado trafo 2.5/2.8 MVA de potencia, instalación de los puentes de conexión entre la línea de llegada al castillo de la subestación, el seccionador vertical, seccionador bypass, pararrayos e interruptor a 69kV, cambio de barraje de conductor 266 A 500 MCM, realizar puentes desde el interruptor a 69kV hacia la barra del castillo para lo cual instalará 3 aisladores de porcelana tipo estación en el corte.
- ❖ Subestación Atacames; Cambio de barraje de conductor 266 A 500 MCM, interconexión de acometida subterránea a reconector metal clad, desmontaje de postería y redes instaladas por emergencia, cambio de punta terminal, variante de 150 metros red MT alimentador Atacames.
- ❖ Subestación Borbón; Puesta en servicio de seccionador de 69kV de llegada.

- ❖ Subestación San Lorenzo; Pruebas operativas de interruptor a 69kV, previo reemplazo de bobina de cierre, puesta en servicio de seccionador de línea llegada S/E San Lorenzo. (CNEL EP, 2017)

Como complemento de la interconexión con estas subestaciones y cerrar el anillo de alimentación de 69kV, se da mantenimiento y acondicionamiento a los sectores:

- ❖ Sector El Tigre.- Instalación de vano de línea entre viga salida línea de subtransmisión Rocafuerte.
- ❖ Sector Cabuyal.- Retiro de tramo de línea existente a 69kV, vestir poste e instalar el cable nuevo en ese tramo.
- ❖ Sector Palestina. - Desmontaje de 2 vanos de línea existente a 69kV.
- ❖ Sector Vainilla. - Puesta en servicio de seccionador de línea a 69kV de llegada.

Se sugiere desconectar los artefactos eléctricos durante el tiempo que duren las labores debido a que, por su complejidad, se suspenderá el fluido eléctrico en los cantones San Lorenzo, Eloy Alfaro, Rioverde, Atacames y Muisne; la planta de la Empresa de Agua Potable y Alcantarillado EAPA San Mateo.

Los trabajos ejecutados por CNEL EP Unidad de Negocio Esmeraldas son parte del mejoramiento permanente del servicio eléctrico promovido por el Gobierno Nacional, desde el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, para contribuir al cambio de la Matriz Energética en el país. CNEL EP agradece su comprensión y recuerda a sus clientes que estas molestias momentáneas permiten minimizar posibles afectaciones futuras. (CNEL EP, 2017)

## **CAPÍTULO 4:**

### **DISEÑO DE SISTEMA PARA LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO PARA SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE 69kV**

#### **4.1 Gestiones administrativas iniciales**

Para el caso ecuatoriano, la gestión para realizar los mantenimientos y operaciones en subestaciones eléctricas se inicia con la invitación (hebdomadario: reunión de las instituciones involucradas) a CENACE, CNEL E.P, TRANSELECTRIC, para la coordinación de los requerimientos de mantenimiento preventivo por parte del Gerente Nacional de Planeamiento Operativo.

En dicha reunión se hacen una evaluación, revisión de los eventos de las operaciones y mantenimiento de subestaciones y acuerdos en la que se fija fechas, contratos, adquisiciones, contingentes y la presentación oportuna del programa de mantenimiento para determinada subestación eléctrica.

#### **4.2 Análisis de los modos de fallos y de sus efectos (AMFE)**

El AMFE es un método de análisis de fiabilidad para identificar aquellos fallos cuyas consecuencias afecten de forma significativa al funcionamiento del sistema en una aplicación determinada. Esta principalmente recomendada en el análisis de los elementos que producen el fallo global del sistema. Sirve, entre otras cosas para:

- ❖ Evaluar los efectos y las consecuencias de los sucesos originados por cada modo de fallo conocido, por cualquiera que sea su causa.
- ❖ Clasificar los modos de fallos según la facilidad con que se les puede detectar, diagnosticar, comprobar y cambiar un componente, y de acuerdo con los medios necesarios para poder efectuar los mantenimientos.

Para poder realizar un AMFE se necesita disponer de la siguiente información:

1. Estructura del sistema (elementos con sus características, comportamiento y funciones, conexiones entre elementos, nivel y naturaleza de las redundancias y ubicación del sistema dentro de la instalación).
2. Puesta en marcha, operación, control y mantenimiento del sistema.
3. Condiciones ambientales del sistema (condiciones del entorno). (Trashorras Montecelos, 2015, pág. 304)

Los responsables de la planificación y consecución de la aplicación del mantenimiento mediante este método permitirán un análisis de las fallas presentes y futuras de manera más confiable, y que favorecerá en la toma de decisiones.

### 4.3 Aplicación de un AMFE de un transformador de potencia

A continuación se aplica un AMFE a un transformador de potencia, para visualizar el panorama de acción de todo un conjunto de elementos y la magnitud de las posibles afectaciones a este componente, en el que se detalla el tiempo de atención para sus partes.

Tabla 12: Aplicación de AMFE a transformador

<b>AMFE (Análisis del modo de fallas y sus efectos)</b>					
Función	Modo de fallo	Causas posibles	Efecto (qué ocurre)	Modo de control (tarea propuesta)	Periodicidad
Aislar bobinados respecto de tierra y entre fases	No aísla bobinados respecto de tierra y entre fases	Aceite en mal estado	Disminución de rigidez dieléctrica del aceite	Realizar el ensayo de rigidez dieléctrica del aceite	Anual
			Aumento del contenido de agua en el aceite	Realizar el ensayo de contenido de agua en el aceite	Anual
				Verificar el estado del silicagel	Trimestral
				Verificar el estado de la válvula de sobrepresión	Trimestral
				Verificar la existencia de elementos de cierre en el tanque de expansión	Trimestral
		Materiales aislantes del transforma	Descargas parciales	Cromatografía del aceite	Anual o según estado
				Llenado del transformador con aceite haciendo previamente vacío	Al detectar el fallo
				Realizar el purgado de aisladores	5 años o fallo

		dor en mal estado	Aisladores con polución, metalizados o rotos	Inspección visual de la cuba, aisladores, radiadores y conexiones	Mensual
			Disminución de resistencia de aislamiento	Medida de la resistencia de aislamiento	5 años
				Medida del índice de polarización	5 años
		Movimientos indebidos de la parte activa	Dstrucción o disminución de aisladores	Precaución en el transporte y control del registrador de impactos	Al transportar
			Desajustes de elementos de fijación de la parte activa	Precaución en el transporte y control del registrador de impactos	Al transportar
			Disminución de la resistencia de aislamiento	Medida de la resistencia de aislamiento(MΩ)	5 años

Elaborado por: Autor extraído de Trashorras Montecelos, 2015

#### 4.4 Formulación de árbol de fallas

El análisis de árbol de fallas es uno de los métodos de más amplio uso en el análisis de confiabilidad. Es un procedimiento deductivo para determinar las diversas combinaciones de fallas a nivel componente que puedan desencadenar eventos no deseados especificados al inicio del análisis. Los arboles de falla también son usados para calcular la probabilidad de ocurrencia del evento en estudio a partir de la probabilidad de ocurrencia de las fallas de los componentes. Para un sistema dado, se pueden hacer tantos análisis como eventos no deseados se deseen estudiar. En la construcción del árbol, la falla a estudiarse denomina el evento principal. Otros eventos de falla que puedan contribuir a la ocurrencia del evento principal son identificados y ligados al mismo a través de funciones lógicas. Una vez estructurada el árbol, el análisis siguiente se torna de manera cualitativa (conjunto mínimo de modos de fallo) y cuantitativa (probabilidad de ocurrencia del evento principal). (Rodrigo Pascual, 2015)

### ❖ Construcción del árbol de fallas

Lo primero es seleccionar el evento principal, todo evento siguiente será considerado en términos de su efecto sobre el evento principal. Luego se identifican los eventos que puedan causar el evento principal. Existen cuatro posibilidades:

1. El dispositivo no recibió una señal necesaria para operar
2. El dispositivo mismo ha sufrido una falla
3. Un error humano, por ejemplo, no se ha operado un interruptor o no se ha instalado correctamente el dispositivo.
4. Ha ocurrido un evento externo que impide operar el dispositivo. (Rodrigo Pascual, 2015)

El proceso de análisis se da planteando preguntas y respuestas, es decir plantearse qué pasaría si pasa aquello, que efecto habría. También se presenta algunos cálculos con algebra booleana, se emplean varios conectores como; OR, AND, etc. Como objetivo principal es determinar las consecuencias por la presencia de una falla. El proceso para 69kV es el mismo para otros niveles de tensión.

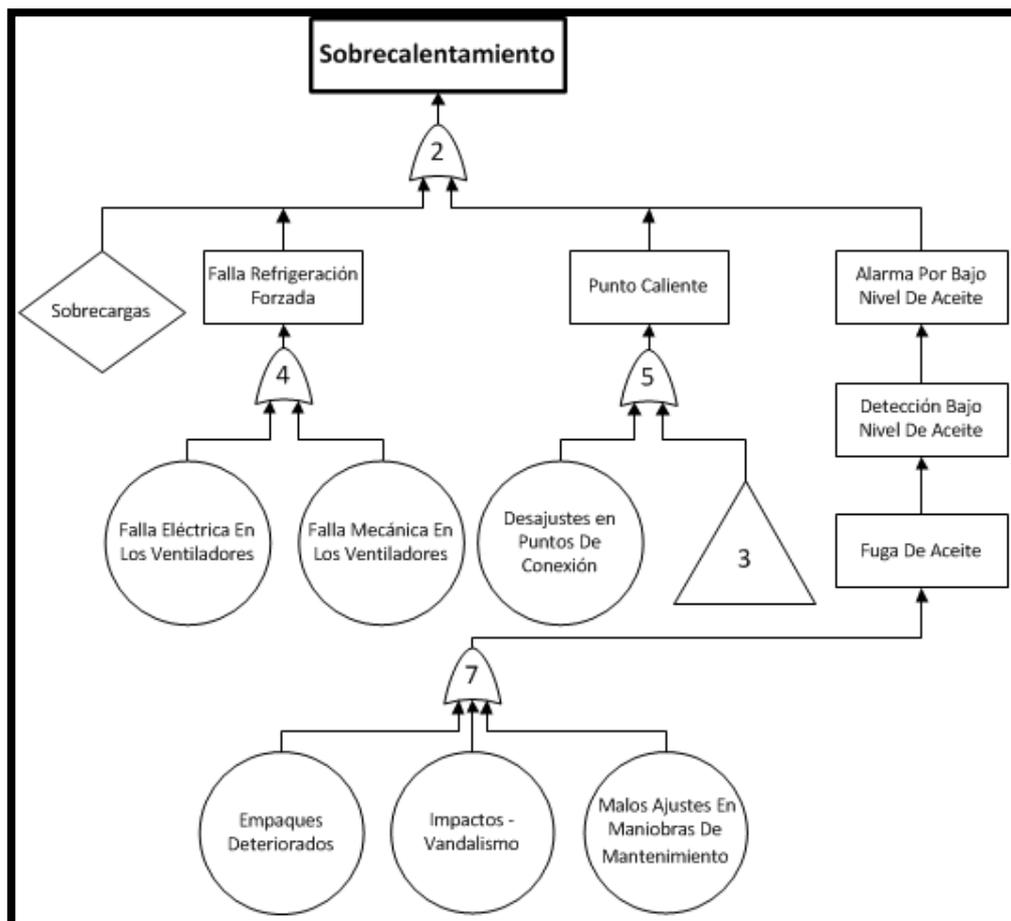


Figura 55: Análisis de falla (sobrecalentamiento de transformador FOA)  
Fuente: Autor

#### 4.5 Tipos de posibles fallas en subestaciones eléctricas de 69kV

Teniendo en consideración el planteamiento de la construcción del árbol de fallas y el proceso interactivo de los operadores de la subestación, los de mantenimiento y los de control, se establece una relación de fallas.

DISPAC S.A especifica a continuación las fallas que frecuentemente se presentan en las subestaciones eléctricas, las cuales incluyen fallas de sistema y fallas externas:

- ❖ **Fallas de aislamiento:** es aquel que se refiere a que algún elemento (aislador, cables aislados, cadena de aisladores), en particular disminuye su aislamiento por humedad o envejecimiento, la cual da lugar al paso de corrientes de falla de fase a tierra.
- ❖ **Fallas de protección:** Se refiere al funcionamiento inadecuado de los relés de protección que no actuaron de manera apropiada para proteger zonas con sobrecarga, sobretensiones o sobrecorriente transitorias.
- ❖ **Fallas por lluvia o tormentas:** Esta es debido a fuerte lluvia, que puede, debido a vientos huracanados, provocar acercamiento de los conductores, los cuales pueden hacer corto circuito.
- ❖ **Fallas por Rayos o descargas Atmosféricas:** Los rayos o descargas atmosféricas provocan fallas debido a la inyección de altas corrientes en el sistema eléctrico. Esto puede producirse por las descargas consecutivas o por descargas que no nos detectadas por los DPS debido a que son más bajas que el Nivel de Protección del DPS. Estas descargas o fallas son de corta duración y por lo general son reestablecidas, ocasionando fallas transitorias. Pueden afectarse también por flameos inversos o descargas a tierra cercanas a las líneas.
- ❖ **No determinados:** Son fallas que luego de una inspección, no fue posible determinar su causa.
- ❖ **Falla a tierra:** Ocasionadas por la caída de una fase a tierra o por contacto de algún elemento con una fase.
- ❖ **Falla provocada por incendio:** se refiere a una falla por incendio de terrenos en la cercanía de la subestación, la cual causó la suspensión del servicio en prevención de posibles cortocircuitos al quemarse los conductores.
- ❖ **Desbalance de carga:** Es cuando la carga en una barra no es distribuida de forma balanceada, ocurre un desbalance de corrientes, por lo cual ocurre una falla.

- ❖ **Falla en transformador:** Es cuando algún transformador está funcionando de forma inapropiada por altas temperaturas los devanados o en el aceite, lo cual produce una falla en el sistema que hace operar el relé Buchholz produciendo un disparo.
- ❖ **Corto Circuito provocado por aves:** Las aves que circundan y se depositan sobre los conductores o las cubas de los transformadores pueden provocar corto circuitos al entrar en contacto con los conductores.
- ❖ **Fallas en interruptor:** Un interruptor de potencia, no realiza la maniobra de una manera adecuada, abrir o cerrar el circuito puede producir una falla por causa del arco eléctrico.
- ❖ **Movimiento sísmico:** Un movimiento sísmico afecta las estructuras de la subestación, pudiendo provocar corto circuito si los cables conductores chocan entre sí o entran en contacto con las estructuras aterrizadas.
- ❖ **Línea rota:** Simplemente se refiere a que una línea se rompe por un motivo cualquiera, provocando una falla fase a tierra o entre fases.
- ❖ **Fallas en otra subestación:** Se produce cuando una falla, en otra subestación, causa transitorios en el sistema que esté cercano a la misma y que no se haya podido liberar la falla o por medio de un disparo transferido. (DISPAC , 2015, págs. 29,30)

#### 4.6 Análisis de las condiciones de la S/E

En esta sección se describe las condiciones reales y físicas de la subestación eléctrica, bajo la consigna de la aplicación de mantenimientos durante periodos de funcionamiento normal, críticos y de renovación de las instalaciones. Independientemente de las circunstancias de la gestión de mantenimiento, se tomará rigor en los cumplimientos de los objetivos que encomienda los mantenimientos a realizar, hacer las mejoras respectivas y cumplir el propósito principal, el de seguir alimentando del suministro eléctrico a los usuarios.

##### ❖ Estado de la subestación eléctrica

Según Trashorras (2015) como parte de tomar posesión del área en que se va a realizar el mantenimiento manifiesta que “es necesario saber en qué estado físico se encuentra determinada SE, y/o instalación desde el punto de vista del servicio, y se presenta de varias formas” (Trashorras Montecelos, 2015, pág. 282). En la tabla 13 se resume.

Los técnicos de mantenimiento deberán verificar con documentos y físicamente el estado de la S/E, pues es imprescindible determinar aquello para luego ingresar a estas instalaciones.

Tabla 13: Estado de las instalaciones en subestaciones eléctricas

Estado de las instalaciones	En servicio (en tensión con o sin carga)	NORMAL Tiene conectados todos los dispositivos automáticos de reenganche
		EN MANUAL Tiene anulados todos los dispositivos automáticos de reenganche
	Fuera de servicio (sin tensión)	DISPONIBLE Estando fuera de servicio puede ponerse en servicio
		NO DISPONE (RETENIDA) Estando fuera de servicio no se puede poner en servicio sin autorización previa
		EN DESCARGO Cuando estando fuera de servicio e indisponible, debe cumplir como mínimo: -Existe solicitud de descargo autorizada -Se ha efectuado la apertura con corte visible o efectivo de todas las fuentes de tensión -Se han bloqueado, si es posible y en posición de apertura, todos los aparatos de corte, colocando en todos los casos la señal de “prohibido maniobrar”

Elaborado por: Autor

#### ❖ Determinación del tipo de mantenimiento

Se efectúa el AMFE (Análisis de modos de fallas y de sus efectos) y plantear el árbol de fallas por parte de los encargados del mantenimiento de la S/E, analizado los efectos que pudieren suceder, la criticidad y considerando los recursos informativos del historial de mantenimiento de los componentes (vida útil, cumplimiento de normas de uso, etc.), así como la determinación de las fallas o posibles fallas (mencionadas líneas arriba). Paso seguido, se toma la decisión de aplicar el mantenimiento adecuado, dada las circunstancias de los eventos. La estimación y sucesos reales de presencia de fallas fundamentan las prioridades en atención a los eventos que se presenten, con la consigna de conservar en buen estado las instalaciones y componentes de la subestación eléctrica.

Como se mencionó líneas arriba la reunión del hebdomadario plantea estas observaciones así también las decisiones más acertadas, pero tomando en mayor énfasis el mantenimiento preventivo. Consiguientemente la planificación y programación de los mantenimientos necesarios en las subestaciones eléctricas. Cabe resaltar que a nivel de 69kV, se cumplen los mismos mecanismos de seguridad y ejecución del mantenimiento, en comparación con niveles de 230 y 138kV, incluso con 13.8kV. Estas y algunas diferencias son las distancias de

aislamiento (Distancias longitudinales y de los componentes propiamente dichos) y el uso de instrumentos con la capacidad de aplicación de trabajo que corresponda.

#### **4.7 Procedimiento de descargos de una subestación eléctrica de AT**

La ejecución del mantenimiento por el personal asignado se fundamenta en la autorización del personal de planta y un contingente adicional a este, por parte de la orden de trabajo emitida en base a los acuerdos y coordinación de mantenimiento del grupo hebdomadario. Paso seguido se aplican las normas de seguridad para realizar estas actividades, conocido también como las 5 reglas de oro.

La seguridad de una subestación se basa en la aplicación de una serie de mantenimientos, y la mayoría de las acciones se concentra en dar tratamiento especial a los transformadores de potencia, por una serie de razones; costo elevado, propenso a incendios, elementos internos variados, necesaria implementación de medidas de protección, continuidad del servicio, etc.

**Descargo.-** “Se entiende por descargo el conjunto de acciones coordinadas a seguir para dejar una instalación en condiciones de seguridad para trabajar en ella sin tensión, dentro de una zona de trabajo” (Trashorras Montecelos, 2015, pág. 280).

En este procedimiento se establece el proceso a seguir para la realización de trabajos en las instalaciones eléctricas de alta tensión (MT/AT y MAT) o en su proximidad, sin tensión, para lograr la máxima seguridad de las personas que ejecuten maniobras y trabajos, y para que los trabajos causen la mínima perturbación en la explotación del sistema eléctrico.

Su logro se fundamenta en tres principios básicos:

- ❖ La previa autorización para poder ejecutar trabajos en las instalaciones eléctricas de alta tensión mediante la solicitud de descargo.
- ❖ La constancia escrita de que se han tomado las medidas necesarias para garantizar la seguridad frente al riesgo eléctrico, mediante el permiso de trabajo.
- ❖ El compromiso de no realizar otros trabajos diferentes a los contemplados en la solicitud de descargo. (Trashorras Montecelos, 2015, pág. 280)

#### **4.8 Modalidades de descargo**

Según Trashorras (2015) manifiesta que, de acuerdo al tiempo de antelación requerido en la tramitación de la solicitud de descargo respecto al momento de la ejecución de los trabajos, el descargo se clasifica en:

- ❖ Programado: es aquel que se había previsto en un programa previamente acordado con el centro de control.
- ❖ No programado: en aquel que, no siendo programado, tampoco tiene carácter de urgencia por los trabajos a realizar.
- ❖ Urgente: como aquel que se requiere inmediatamente antes de proceder a la ejecución de los trabajos (Trashorras Montecelos, 2015, pág. 283).

#### **4.9 Plan de operaciones en mantenimiento**

El plan de operaciones permite desarrollar paso a paso una actividad de forma metódica y sistemática en el lugar, fecha y hora. Además, debe ser conocido por todos y debe haber sido aprobado previamente por la directiva. Algunos puntos básicos que deberían figurar en un plan de operaciones de mantenimiento son:

- ❖ Determinación del personal que tendrá a su cargo el mantenimiento. Esto incluye el tipo, la especialidad y el número de personas.
- ❖ Determinación del tipo de mantenimiento que se va a llevar a cabo.
- ❖ Fijar fecha y lugar donde se va a desarrollar el trabajo.
- ❖ Fijar el tiempo previsto en que los equipos van a dejar de producir, lo que incluye la hora en que comienzan las acciones de mantenimiento y la hora en que deben finalizar.
- ❖ Determinación de los equipos que van a ser sometidos a mantenimiento, para lo cual debe haber un sustento previo que implique la importancia y las consideraciones tomadas en cuenta para escoger dichos equipos.
- ❖ Señalización del área de trabajo y áreas de almacenamiento de partes y equipos.
- ❖ Stock de equipos y repuestos con los que cuenta el almacén, y si fuera necesario reemplazar piezas viejas por nuevas.
- ❖ Inventario de herramientas y equipos necesarios para realizar el trabajo.
- ❖ Planos, diagramas e información técnica de equipos.
- ❖ Plan de seguridad frente a imprevistos. (Trashorras Montecelos, 2015)

#### **4.10 Desarrollo del proceso de mantenimiento de subestación de 69kV**

En subestaciones de 69kV los procedimientos por parte del operador, las maniobras, y el mantenimiento de la subestación en comparación con niveles mayores y menores de kV tienen los mismos lineamientos. En mantenimientos se realizan pruebas de los equipos y partes internas de los equipos, como también la aplicación de la seguridad de las instalaciones y del personal al momento de realizar cada procedimiento de mantenimiento.

En instalaciones de 230kV, 138kV y 13.8kV existen algunas observaciones respecto a los equipos de aislamiento, las distancias estructurales como base de fijación de los componentes principales y auxiliares, en comparación con 69kV. La capacidad de cada componente en parámetros de voltaje, corriente, resistencias, impedancias, frecuencia, tensión residual, distancia de fuga, conexiones, etc., tienen que ser de acuerdo al modelo de subestación y potencia que suministra. Al momento de dar el mantenimiento cualquiera que sea, se emplean herramientas y equipos adecuados para los niveles de voltaje respectivos.

Una instalación de 230kV su estructura (Pórtico en H) es más elevado que los de 69kV, por tanto se necesitan escaleras más grandes, equipos de elevación, equipos que soporten ese nivel de voltaje, y en general todos los implementos de seguridad, aunque hoy en día, en seguridad del personal la compañía eléctrica brinda EPPs y equipos especiales sobredimensionados para no crear inseguridad en el personal. El cual se puede justificar en las maniobras con otras subestaciones y transmisiones por efecto de las cargas remanentes.

##### **4.10.1 Pertinencia en la aplicación de mantenimiento correctivo**

###### **1. Cuando existen detección para su actuación**

- ❖ Alarmas automáticas de incidencia en subestaciones, monitoreadas desde el centro de control consideradas relevantes, se notifica al centro de mantenimiento.
- ❖ Agotamiento de las revisiones efectuadas en el mantenimiento preventivo y predictivo, y se ponen en manifiesto la existencia de un defecto y que determina su resolución.
- ❖ Por incidencias detectadas en el lugar por personal presentes en la instalación.
- ❖ Efectuado el análisis de incidencias, habiendo recogido datos y parámetros en la instalación.
- ❖ Avisos de terceros (clientes, otras unidades y otras empresas eléctricas, entre otras).

## **2. Proceso a seguir**

- ❖ Detectada la anomalía el responsable del sector decide si es necesario desplazar personal a campo para una valoración in situ de la incidencia.
- ❖ El personal desplazado al campo realiza la inspección in situ para valorar la incidencia, y en función de los resultados en coordinación con otras unidades de protecciones y telecontrol informa al centro de control.
- ❖ Cuando hay que ejecutar una acción (el mantenimiento) el responsable del sector asigna un equipo de trabajo y provee los medios y recursos necesarios.
- ❖ Mantenimiento de subestaciones realiza la gestión y solicita el descargo (deshabilitar de energía y posesión del lugar) para la reparación. Si existe una programación para dicho evento, de igual forma se comunica al centro de control.
- ❖ En el caso de estar programado se emplean todas las formalidades y el uso de la OT y la documentación que acredite dicha reparación.
- ❖ Si la intervención es de urgencia el responsable del sector, interviene directamente con toda la seguridad del caso, posteriormente realizara la gestión documentaria.
- ❖ Previamente al inicio de los trabajos, el personal que va a realizar la intervención confirma la concesión del régimen especial o descargo.
- ❖ Una vez finalizados los trabajos, el jefe de trabajos confirma al centro de control la resolución de la incidencia.
- ❖ Tras resolver la incidencia, el personal de mantenimiento de subestaciones comunica al responsable del sector su resolución y le remite la orden de trabajo cumplimentada y un informe de datos y/o resultados relevantes.
- ❖ El responsable del sector procede a gestionar la información recibida: revisa los datos, revisa los resultados de la intervención, gestiona el cierre de la orden de trabajo y actualiza la base de datos de los equipos intervenidos, evalúa las propuestas de actuación, gestiona la incidencia y gestiona la reposición de repuestos. (Trashorras Montecelos, 2015, pág. 306)

### **4.10.2 Aplicación de mantenimiento preventivo**

#### **Ejecución de los trabajos**

- ❖ Las solicitudes pueden provenir del plan anual o de nuevas necesidades detectadas lo largo del año. Con el visto bueno, se indica las fechas de inicio y de término.

- ❖ La programación se efectúa de semana en semana, en función de las prioridades, recursos disponibles y otros condicionantes. Se genera un informe semanal operativo.
- ❖ En caso de acometerse la ejecución con medios propios, el responsable del sector gestiona la generación de la orden de trabajo y evalúa si son necesarios medios y materiales específicos para llevar a cabo el mantenimiento preventivo.
- ❖ En caso de necesitar contratar a terceros, el responsable del sector solicitará el material necesario para el trabajo, si los tuviese dará la confirmación respectiva, caso contrario la compañía eléctrica le proveerá, con la oportuna aceptación de su servicio.
- ❖ El responsable del sector evalúa si se requiere que estén fuera de servicio los elementos sobre los cuales se va a efectuar las tareas de mantenimiento preventivo.
- ❖ Si no es necesario el descargo o, si lo es, una vez efectuado el mismo, el personal de mantenimiento de subestaciones o contratistas, ejecutan las actuaciones de mantenimiento preventivo, finalizado aquello informaran los resultados.
- ❖ Durante la ejecución de los trabajos de mantenimiento preventivo o bien como resultado de los mismos, se puede detectar la necesidad de efectuar otras actuaciones de mantenimiento predictivo, correctivo u preventivos futuros.
- ❖ Finalizados los trabajos se levantara la solicitud de descargo y se procede a normalizar el servicio.
- ❖ Tras la realización de las actividades de mantenimiento preventivo, el personal de mantenimiento de subestaciones comunica al responsable del sector su resolución y le remite la orden de trabajo cumplimentada y un informe de datos y/o resultados relevantes. Evalúa el cumplimiento técnico de los parámetros requeridos.
- ❖ El responsable del sector procede a gestionar la información recibida (revisión y análisis de revisiones o inspecciones de mantenimiento preventivo, comparándolos con los históricos y evaluación de las propuestas de actuación que se formulen, así como también la programación de mantenimientos predictivo, correctivo y preventivo futuras).
- ❖ Finalmente el responsable del sector junto con análisis operativo valida los resultados de la actuación y pueden generar una solicitud de actuación en el SGM (sistema de gestión de mantenimiento). Además, el cierre de la validación de la OT para los contratistas. (Trashorras Montecelos, 2015, pág. 309)

### **4.10.3 Aplicación de mantenimiento predictivo**

#### **Ejecución de los trabajos**

El proceso es el mismo que el de mantenimiento preventivo netamente, aunque la inspección del sistema o equipo es a pleno funcionamiento, se aplican métodos y técnicas de actuación distintos, en su mayoría se emplean equipos especiales de medición y pruebas, como por ejemplo: termografía, ultrasonido, vibración, frecuencia, análisis de gas (SF<sub>6</sub>), medida de descargas parciales, BIL (nivel de impulso de aislamiento), entre otros.

### **4.11 Documentación para ejecutar un mantenimiento**

En la realización de mantenimientos se dispone de documentos, tales como manual de mantenimiento de la empresa, manual de mantenimiento del fabricante del equipo, fichas técnicas de equipos, manual de uso (para corroborar su funcionamiento), normativa relacionadas a mantenimientos, ficha técnica de mantenimiento preventivo, ficha de toma de datos de reconocimiento, orden de trabajo (justificación del trabajo realizado), entre otros. A continuación se especifica estos documentos.

#### **4.11.1 Manual de mantenimiento**

Los apartados de un manual de mantenimiento pueden ser: Objeto, organización general de la empresa, organización, funciones y responsabilidades de mantenimiento de la empresa, relación del área de mantenimiento con otras áreas, planificación del mantenimiento (mano de obra y contratos, entre otros), definiciones de conceptos y programa de mantenimiento (tiempo a considerar y responsabilidades, entre otros). (Trashorras Montecelos, 2015, pág. 314)

#### **4.11.2 Fichas técnicas de mantenimiento**

La ficha técnica, es un documento en forma de sumario que contiene la descripción de las características técnicas de un objeto, material, producto o bien de manera detallada. Los contenidos varían dependiendo del producto, servicio o entidad descrita, pero en general contiene datos como el nombre, características físicas, el modo de uso o elaboración, propiedades distintivas, métodos de ensayo y especificaciones técnicas. (Icontec Internacional, 2019)

Se relaciona los formatos que sirve de guía al técnico en mantenimiento, el cual señalará el componente e inspeccionará las partes de este, comprobará si se encuentran en buen estado o no, e irá tomando nota según el cronograma y la frecuencia con que se realiza el mantenimiento.

#### **4.11.3 Ordenes de trabajo (OT)**

La programación del mantenimiento nos lleva a la realización de las diferentes actividades de mantenimiento por medio de una orden de trabajo, el cual es un documento que autoriza la realización de estos trabajos y con las diferentes condiciones que este señale. La orden de trabajo organiza la ejecución del trabajo y adjunta la información necesaria para la realización de las tareas de mantenimiento.

Cada Orden de Trabajo de Mantenimiento definirá la naturaleza general del trabajo y mostrará las responsabilidades de los diferentes grupos responsables del cumplimiento de la tarea descrita en la orden. Las órdenes de trabajo son emitidas por las diferentes Unidades de Transmisión o por TRANSELECTRIC S.A. directamente para la ejecución de determinado trabajo. La orden de trabajo debe ser llenada de manera muy detallada tratando de que toda la información requerida sea correcta, está define directamente parámetros como:

Ubicación del trabajo; jefe de trabajo; procedimiento que se debe utilizar para la ejecución de la orden de trabajo; descripción del trabajo; medidas de seguridad industrial de mantenimiento, adicionales a las del instructivo realizado por la empresa; personal asignado al trabajo; ejecución del trabajo; fecha, hora de inicio y terminación; si el trabajo requiere o no consignación; novedades para la ejecución del trabajo.

Con algunos datos adicionales que se requiere, son:

- La Unidad de Transmisión que emite la OT
- El número de la OT
- Fecha de emisión
- Firma del jefe de disponibilidad
- Firma del jefe de trabajo
- Nombre del operador del COT
- Firma del tablerista.

NOTA: Las órdenes de trabajo y los reportes de trabajo son impresos en la misma hoja. La orden de trabajo permite realizar el control del mantenimiento y costos de los trabajos y transporte, es un documento de información para el grupo de mantenimiento y sirve como un documento histórico que va al archivo técnico. (Nazate Vallejo, 2003, págs. 78,79)

Al concluir un trabajo, inmediatamente se reporta la culminación de la misma indicando el cumplimiento de los objetivos, las novedades, entrega herramientas y equipos, recomendaciones, las condiciones finales al realizar el mantenimiento, incluso costos si exige la administración.

#### **4.11.4 Orden de trabajo por actividad**

Son formatos de trabajo en donde se recomienda que las actividades de mantenimiento se las realice por orden de trabajo específico, es decir una orden de trabajo por cada mantenimiento. Por ejemplo se plantea orden de trabajo: De rutina, de pruebas de termografía, de conexiones y limpieza, pruebas de rutina al aceite del transformador de potencia, para banco de baterías, pruebas de relación de transformación del transformador, etc. Es natural encontrar subórdenes de trabajo ya que los precisa los procedimientos de operación del equipo y de su mantenimiento.

#### **4.11.5 Interpretación de resultados**

Es un documento que permite anotar y valorar datos. En las denominadas pruebas y ensayos existe la normativa específica, y se tendrá que cumplir con los lineamientos y rangos aceptables de la funcionalidad de los equipos tratados, lo cual se interpreta como resultados de todo el proceso de pruebas, y cada cual tiene un comportamiento particular.

#### **4.12 Normas para pruebas en mantenimiento de componentes de subestaciones**

Según DISPAC (2015) especifica normas internacionales para la realización de mantenimiento en ámbitos de subestaciones eléctricas, lo que determina los procedimientos y valores aceptables, en mediciones y pruebas de los componentes, para luego ponerlo en operación en óptimas condiciones. (DISPAC , 2015, pág. 32)

Las normas aplicadas a pruebas especiales forman parte esencial en los mantenimientos de equipos para su normal funcionamiento, se debe indicar las equivalencias entre europeas, americanas, asociaciones y latinoamericanas. A continuación se tiene normas técnicas reconocidas internacionalmente:

Tabla 14: Normas para mantenimiento de componentes de subestaciones eléctricas

<b>NORMAS PARA MANTENIMIENTO DE COMPONENTES DE SUBESTACIONES</b>	
<b>NORMA /CÓDIGO</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
ASTM D3487-88 (1993)	Especificación para el aceite, aislante mineral usado en aparatos eléctricos
ASTM D 923-91	Método de prueba para muestreo de líquidos aislantes eléctricos.
ASTM D3612-93	Método de prueba para el análisis de gases disueltos en aislamiento eléctrico. Cromatografía de petróleo por gas.
ASTM D1816-97	Método de prueba estándar para el voltaje de ruptura dieléctrica del aislamiento. Aceites de origen petrolero utilizando electrodos VDE.
ASTM D924-92(b)	Método de prueba para el factor de disipación (o factor de potencia) y la permitividad relativa (constante dieléctrica) de líquidos aislantes eléctricos.
ASTM D971-91	Método de prueba para la tensión interfacial del aceite contra el agua mediante el método del anillo.
ASTM D974-92	Método de prueba para el número de neutralización por titulación del indicador de color.
ASTM D1500-91	Método de prueba para productos de color de petróleo ASTM (escala de colores ASTM)
ASTM D 1298-85 (1990)	Práctica para la densidad, la densidad relativa (gravedad específica) o la gravedad API del petróleo crudo y los productos líquidos del petróleo por el método del hidrómetro
ASTM D1524-84 (1990)	Método para el examen visual de los aceites de aislamiento eléctrico usados de origen petrolero en el campo.
ASTM D 2285-85 (1990)	Método de prueba para la tensión interfacial de aceites aislantes eléctricos de origen petrolífero contra el agua mediante el método de caída de peso.
ASTM D1533-88	Método de prueba para agua en líquidos aislantes (método Karl Fischer).
ASTM D 3612-93	Método de prueba para el análisis de gases disueltos en aceite aislante eléctrico por cromatografía de gases.
ASTM D 3613-92	Métodos de prueba de muestreo de aceites aislantes eléctricos para análisis de gases y determinación del contenido de agua.
ASTM D 5837-99 (2005)	Métodos de prueba estándar para compuestos furánicos en líquidos aislantes eléctricos mediante cromatografía líquida de alto rendimiento (HPLC)
ICONTEC No. 471	Medida de resistencia óhmica de devanados
RETIE Capítulo 15	Medición de la resistencia de puesta a tierra de cada transformador.
RETIE Capítulo 15	Revisar y medir puesta a tierra de pararrayos
IEEE-400.1- 2001	Pruebas de campo para medir el aislamiento de cables aislados.

Elaborado por: Autor y sustraído de DISPAC S.A.

#### 4.12.1 Normas para pruebas a transformadores de potencia

La empresa distribuidora del Pacifico S.A. presenta una relación de normas para la realización pruebas en transformadores de potencia. (DISPAC , 2015, págs. 33, 34)

Tabla 15: Normas para pruebas a transformadores de potencia

<b>NORMAS PARA PRUEBAS A TRANSFORMADORES DE POTENCIA</b>	
<b>NORMA/CÓDIGO</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
ASTM D-1524	Examen Visual
ASTM D-877	Rigidez Dieléctrica
ASTM D-1500	Índice Colorimétrico
ASTM D-974	Número de Neutralización
ASTM D-971	Tensión Interfacial
ASTM D-1533	Contenido de Agua
ASTM D-1298	Gravedad Específica
ASTM D-3612-93	Análisis cromatográfico del aceite
ANSI/IEEE C57.12.91	Relación de transformación y Polaridad
ANSI/IEEE Std. 62-1995	Resistencia de devanados y Corriente de Excitación
ANSI/IEEE Std. 62-1995	Impedancia y Factor de potencia y capacitancia de los devanados
ANSI/IEEE C57.12.91	Resistencia de aislamiento
IEEE C57-159/D5	Respuesta de frecuencia de barrido. (FRA)
IEEE C57.106-2006	Físico – Químico
ASTM D5837, IEC 61198	Compuestos Furanicos
IEC 60599	Gases Disueltos por el proceso de Cromatografía
ASTM-D2668	Contenido de Inhibidor
ASTM-D4059	Análisis de PCB's
IEC-60076-3	Pruebas dieléctricas
IEC-60076-10	Medida del nivel de ruido

Elaborado por: Autor y sustraído de DISPAC S.A.

#### 4.12.2 Normas para pruebas de interruptores de potencia

La empresa distribuidora del Pacifico S.A. presenta una relación de normas para la realización pruebas de interruptores de potencia. (DISPAC , 2015, pág. 34)

Tabla 16: Normas para pruebas de interruptores de potencia

<b>NORMAS PARA PRUEBAS DE INTERRUPTORES DE POTENCIA</b>	
<b>NORMA/CÓDIGO</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
IEC 62271-103 ed1.0 (2011-06)	Interruptores de alto voltaje - Parte 1; Interruptores para voltajes nominales por encima de 1 kV y menos de 52 kV”
IEC - 62271-104 ed1.0 (2009-04)	Interruptores de alto voltaje - Parte 2; Interruptores de alto voltaje para voltajes nominales de 52 kV y superiores
IEC – IEC – 60376- 2006	Especificación de hexafluoruro de azufre de grado técnico (sf6) para uso en equipos eléctricos
IEC 62271 – 101 – 2006	Aparatos de conmutación y control de alta tensión. Parte 101: Ensayos sintéticos

Elaborado por: Autor y sustraído de DISPAC S.A.

#### 4.12.3 Normas adicionales para pruebas de componentes de subestaciones eléctricas

La empresa distribuidora del Pacifico S.A. presenta una relación de normas para la realización pruebas de otros componentes. (DISPAC , 2015, pág. 35)

Tabla 17: Otras normas para pruebas de componentes de subestaciones eléctricas

<b>OTRAS NORMAS PARA PRUEBAS DE COMPONENTES DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS</b>	
<b>Normas para pruebas a seccionadores de potencia</b>	-Desconectores de corriente alterna (aisladores) y seccionadores de puesta a tierra - IEC 62271-102. -Interruptores de alto voltaje. - IEC 62271-103 ed1.0 (2011-06).
<b>Normas para pruebas en transformadores de corriente</b>	Transformadores de instrumentos parte 6:" Requisitos para transformadores de corriente de protección para rendimiento transitorio "- IEC 61869-2 ed1.0 (2012-09).
<b>Normas para pruebas en transformadores de tensión</b>	- "Transformadores de instrumentos", parte 3: "Transformadores de voltaje inductivo"- IEC 61869-3 ed1.0 (2011-07) - "Transformadores de instrumentos", parte 5: "Transformadores de tensión de condensadores". IEC 61869-5 ed1.0 (2011-07)
<b>Normas para pruebas en descargadores de sobretensión</b>	- Descargadores de sobretensiones parte 4 metal - óxido descargadores de sobretensiones sin huecos para a.c. sistemas - IEC 60099- 2007.
<b>Normas para pruebas a relés y control</b>	-Relés eléctricos - IEC 60255- 2006 - Equipos y sistemas de telecontrol - IEC 60870 – 2011 - Compatibilidad electromagnética - IEC 61000-2003

Elaborado por: Autor y sustraído de DISPAC S.A.

#### **4.13 Listado de pruebas para mantenimiento preventivo**

Una vez determinado las normas que permiten valorar el estado de los componentes de la subestación eléctrica. El técnico de mantenimiento tiene que considerar los procedimientos a ejecutar para los diferentes componentes.

El enfoque que aconseja DISPAC en este apartado, es para el mantenimiento preventivo y explica la realización de pruebas, son las siguientes:

##### **4.13.1 Transformador de potencia – Pruebas para Mantenimiento Preventivo**

- a) Inspección visual al estado de la Pintura en general.
- b) Verificar presión del tanque principal.
- c) Verificación de anclaje.
- d) Verificación de conexiones a tierra.
- e) Verificación de niveles de aceite transformador y cambiador.
- f) Pruebas dieléctricas del aceite - tratamiento si se requiere - secado.
- g) Pruebas de Aislamiento.
- h) Inspección indicadores de temperatura, lecturas, calibración.
- i) Inspección válvula de seguridad de sobrepresión - operación.
- j). Cambio del aceite en el regulador.
- k) Pruebas de funcionamiento operativo de los dispositivos de control local y remoto e indicación de la temperatura del aceite y de los devanados (Imagen Térmica).
- l) Inspección relé Buchholz – operación.
- m) Hermeticidad.
- n) Ventiladores - Verificación conexasión de alimentación, rotación protección operación de mando.
- o) Verificación cambiador de derivaciones, funcionamiento operativo de mecanismos de accionamiento, señalización, protecciones y mandos.
- p) Verificación a la calefacción del tablero local.
- q) Cambio de tornillería y mantenimiento a conectores de alta tensión, aplicar grasa conductora en terminales de conector.
- r) Limpieza manual con trapo e inspección de porcelanas.
- s) Ajuste en terminales de puesta a tierra.
- t) Corrección de fugas de aceite en válvulas, radiadores, bujes- tapones de purga.
- u) Mantenimiento a cambiadores de tomas

- v) Cambio de silicagel y mantenimiento a los vasos del deshumectador.
  - w) Pruebas operativas al de relé Buchholz.
  - x) Reposición del nivel de aceite al transformador.
- (DISPAC , 2015, págs. 35, 36)

#### **4.13.2 Interruptor de Potencia – Pruebas para Mantenimiento Preventivo**

- a) Inspección visual de la pintura o galvanizado.
  - b) Inspección y verificación de mecanismos de operación, apertura y cierre manual.
  - c) Verificación presión de gas.
  - d) Verificación de mando local y a distancia, apertura y cierre.
  - e) Verificación de hermeticidad.
  - f) Prueba de operación mecanismo de accionamiento.
  - g) Verificación de disparos por protecciones.
  - h) Verificar la puesta a tierra. Ajuste en terminales de puesta a tierra
  - i) Verificación de equipo de supervisión del gas.
  - j) Cambio de tornillería y mantenimiento a conectores de alta tensión, aplicar grasa conductora en terminales del conector.
  - k) Limpieza manual con trapo a porcelanas.
  - l) Comprobar en el armario de mando el estado de la calefacción.
  - m) Detectar y corregir escapes de SF6 por racores, manómetros, bridas, cabezotes y tuberías.
  - n) Comprobar las presiones de SF6.
- (DISPAC , 2015, págs. 36, 37)

#### **4.13.3 Seccionadores de Potencia – Pruebas para mantenimiento Preventivo**

- a) Inspección visual de la pintura o galvanizado.
- b) Verificación de Alineación – anclaje y conexiones.
- c) Verificación apertura y cierre local - remoto
- d) Operación cuchilla de puesta a tierra.
- e) Verificar la puesta a tierra.
- f) Cambio de tornillería y mantenimiento a conectores de alta tensión, aplicar grasa conductora en terminales del conector.
- g) Limpieza a contactos del seccionador y aplicación de grasa conductora.

- h) Limpieza manual con trapo e inspección de porcelanas.
  - i) Verificar el perfecto alineamiento del seccionador y posición de contactos o cuchillas.
  - j) Lubricar articulaciones y partes móviles del seccionador.
  - k) Ajuste en terminales de puesta a tierra
  - l) comprobar en el armario de mando el estado de la calefacción.
  - m) Ajuste de las cajas de mando.
  - n) Comprobar la operación manual del seccionador en las diferentes direcciones y detectar e identificar cualquier anomalía en sus rodamientos.
- (DISPAC , 2015, págs. 37, 38)

#### **4.13.4 Transformadores de Corriente Pruebas para mantenimiento Preventivo**

- a) Inspección visual de la pintura o galvanizado.
  - b) Verificación de anclaje y conexiones.
  - c) Verificación de conexiones en alta y baja tensión.
  - d) Inspección de hermeticidad y nivel de aceite sí lo tiene.
  - e) Verificar la puesta a tierra.
- (DISPAC , 2015, pág. 38)

#### **4.13.5 Transformadores de Tensión – Pruebas para Mantenimiento Preventivo**

- a) Inspección visual a la pintura o galvanizado.
  - b) Verificación, anclaje y conexiones.
  - c) Verificar conexiones en alta y baja tensión.
  - d) Hermeticidad y nivel de aceite si lo tiene.
  - e) Verificar la puesta a tierra.
  - f) Verificación de la placa de características.
  - g) Cambio de tornillería y mantenimiento a conectores de alta tensión, aplicar grasa conductora en terminales del conductor.
  - h) Limpieza manual con trapo e inspección de porcelanas.
  - i) Ajuste en terminales de puesta a tierra.
- (DISPAC , 2015, págs. 38, 39)

#### **4.13.6 Descargadores de Sobretensión – Pruebas para Mantenimiento Preventivo**

- a) Verificación anclaje y conexiones.
  - b) Contador de descarga, verificación de operación.
  - c) Verificar la puesta a tierra.
  - d) Verificar corriente de fuga
  - e) Cambio de tornillería y mantenimiento a conectores de alta tensión aplicar grasa conductora en terminales del conector.
  - f) limpieza manual con trapo e inspección de porcelanas
  - g) ajuste en terminales de puesta a tierra.
- (DISPAC , 2015, pág. 39)

#### **4.13.7 Reactores**

(Aplican las mismas pruebas de los transformadores de potencia.)

#### **4.13.8 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento – Pruebas para Mantenimiento preventivo**

- a) Inspección calibre del cable de puesta a tierra.
  - b) Inspección de los electrodos de puesta a tierra, características técnicas.
  - c) Verificación cajas de pruebas.
  - d) Limpieza de gravilla.
  - e) Medida de la resistencia de puesta a tierra.
  - f) Verificación, conexiones de los equipos y estructuras a la malla de puesta a tierra.
  - g) Medición de las tensiones de paso y contacto en los sitios acordados con la Interventoría, mediante la inyección de corriente por electrodo remoto.
- (DISPAC , 2015, págs. 39, 40)

#### **4.13.9 Barrajes y Cables desnudos – Pruebas para Mantenimiento Preventivo**

- a) Verificación tipo del estado del material (tubo o cable).
  - b) Inspección soportes: cadenas, aisladores, grapas, conectores.
  - c) Verificación bajantes y conexiones de equipos.
  - d) Verificación distancia crítica mínima.
  - e) Inspección y ajuste de conectores y terminales.
- (DISPAC , 2015, pág. 40)

#### **4.13.10 Celdas 69kV/13.8 kV – Pruebas para Mantenimiento Preventivo**

- a) Inspección anclaje de las celdas al piso.
- b) Verificación, conexiones a barras y cables.
- c) Verificar Puesta a tierra.
- d) Verificación, conexiones de transformadores de corriente y potencial e inyección de corriente primaria.
- e) Verificación de Fusibles.
- f) Verificación accionamiento mecánico.
- g) Protecciones, disparos.
- h) Verificación calefacción e iluminación.
- i) Presión de gas y hermeticidad (en celdas encapsuladas en SF6).
- j) Verificación entrada y salida del carro interruptor.

(DISPAC , 2015, pág. 40)

#### **4.13.11 Tableros de Control y Medida – Pruebas para Mantenimiento Preventivo**

- a) Inspección visual de la pintura.
- b) Anclaje al piso.
- c) Calefacción.
- d) Verificar Puesta a tierra.
- e) Verificación lista de equipos y accesorios.
- f) Verificación identificación de cables y borneras.
- g) Verificación señales desde transformadores de corriente y de potencial.
- h) Verificación y operación de instrumentos.
- i) Verificación de mandos.
- j) Verificación de señalización
- k) Verificación de sincronismo.
- l) Verificación de alarmas.
- m) Identificación de elementos.

(DISPAC , 2015, págs. 40, 41)

#### **4.13.12 Tableros de Relés – Pruebas para Mantenimiento Preventivo**

- a) Inspección visual de la pintura.
- b) Anclaje al piso
- c) Verificación e identificación de cables y borneras.
- d) Verificación Puesta a tierra.
- e) Verificación de alarmas.
- f) Verificación de disparos
- g) Verificar Identificación de elementos.

(DISPAC , 2015, pág. 41)

#### **4.13.13 Tableros de Servicios Auxiliares – Pruebas para Mantenimiento Preventivo**

- a) Inspección visual
- b) Verificación e identificación de cables y borneras.
- c) Verificar anclaje al piso
- d) Verificar Puesta a tierra.
- e) Verificar Identificación de barras y cables
- f) Interruptores: verificación de capacidad nominal
- g) Mandos, Alarmas y enclavamientos
- h) Verificación de operación de relés y alarmas
- i) Identificación de elementos.

(DISPAC , 2015, págs. 41, 42)

#### **4.13.14 Cargadores – Pruebas para Mantenimiento Preventivo**

- a) Anclaje al piso
- b) Verificación calefacción.
- c) Verificación Puesta a tierra
- d) Identificación de cables y borneras
- e) Identificación de elementos
- f) Verificación de mandos
- g) Verificación de enclavamientos.
- h) Verificación de voltajes y corriente de carga

(DISPAC , 2015, pág. 42)

#### **4.13.15 Baterías – Pruebas para Mantenimiento Preventivo**

- a) Verificación de tensión.
  - b) Verificación de la densidad del electrolito
  - c) Verificación del nivel del electrolito
  - d) Verificación de conexiones entre celdas
  - e) Verificación de conexiones a tableros de distribución
  - f) Carga rápida- lenta-temperatura
  - g) Ventilación adecuada.
- (DISPAC , 2015, pág. 42)

#### **4.13.16 Planta diésel de emergencia – Pruebas para Mantenimiento Preventivo**

- a) Anclaje al piso, alineación, nivelación.
  - b) Verificar puesta a tierra.
  - c) Verificación ciclos de operación
  - d) Enclavamientos.
  - e) Equipos de medida y señalización.
- (DISPAC , 2015, págs. 42, 43)

#### **4.13.17 Reconectores – Pruebas para Mantenimiento Preventivo**

- a) Verificar el estado de la pintura o del galvanizado de la estructura soporte.
  - b) Detectar fugas de aceite o de gas.
  - c) Realizar limpieza de polvo o contaminación.
  - d) Verificar el ajuste de las conexiones.
- (DISPAC , 2015, pág. 43)

#### **4.13.18 Motores de corriente alterna y continúa**

- a) Verificar estado de fijación a la base.
  - b) Verificar conexiones.
  - c) Verificar Puesta a tierra.
  - d) Prueba de termografía.
  - e) Verifica estado de la pintura o galvanizado.
  - f) Medir tensión de operación.
- (DISPAC , 2015, pág. 43)

#### **4.13.19 Bandejas Portacables.- Pruebas para Mantenimiento Preventivo**

- a) Verificar el estado del galvanizado.
- b) Verificar el estado de los empalmes.
- c) Verificar la puesta a tierra.

(DISPAC , 2015, pág. 44)

#### **4.13.20 Conectores y Terminales. – Pruebas para Mantenimiento Preventivo.**

- a) Verificar el apriete de las conexiones. (DISPAC , 2015, pág. 44)

#### **4.14 Listado de pruebas para mantenimiento predictivo**

La disposición de las normas que fundamenta la aplicación de pruebas, hace que el técnico en mantenimiento pueda comprobar las diferentes pruebas que deba realizar a determinado componente, en este caso para el mantenimiento predictivo se deben realizar las siguientes pruebas a los equipos:

##### **4.14.1 Transformadores de Potencia - Pruebas para Mantenimiento Predictivo**

- a) Relación de transformación.
- b) Factor de potencia al aislamiento de devanados.
- c) Resistencia de aislamiento en devanados.
- d) Collar caliente a boquillas de alta tensión.
- e) Termografía.
- f) Prueba Rigidez dieléctrica Aceite Transformadores.
- g) Prueba de aislamiento de los devanados.
- h) Medición de la resistencia óhmica de los devanados.
- i) Medición y análisis de carga del transformador.
- j) Medidas del nivel de ruido.
- k) Al aceite aislante:

- ❖ Factor de potencia.
- ❖ Resistividad.
- ❖ Rigidez dieléctrica.
- ❖ Coloración.
- ❖ acidez.

(DISPAC , 2015, pág. 50)

#### **4.14.2 Interruptores de potencia – Pruebas para Mantenimiento Predictivo**

- a) Resistencia de Aislamiento
  - b) Tiempo de Operación
  - c) Consumo y Resistencia de Bobinas de Cierre y Apertura
  - d) Medida de Desplazamiento
  - e) Medida de Sobrealcance y Rebote
  - f) Consumo y Resistencia del motor
  - g) Prueba de simultaneidad de polos al cierre a la apertura.
  - h) Factor de potencia.
  - i) Follar caliente a boquillas.
  - j) Sincronismo de apertura y cierre.
  - k) Termografía.
  - l) Medida de resistencia de contacto dinámica.
  - m) Medida de velocidad y desplazamiento, da indicación del estado del accionamiento mecánico.
  - n) Medida de resistencia de contacto a diferentes corrientes, 200, 300, 400, 500, 600 A.
  - o) Medida del punto de rocío, está asociado al grado de pureza del SF<sub>6</sub> en cuanto a su contaminación.
  - p) Análisis de propiedades eléctricas y físicas del gas, similar a los ensayos al aceite de transformadores. Humedad y rigidez dieléctrica.
  - q) Análisis químico de subproductos de la descomposición del gas SF<sub>6</sub>.
- (DISPAC , 2015, pág. 51)

#### **4.14.3 Seccionadores de Potencia – Pruebas para Mantenimiento Predictivo**

- a) Prueba de resistencia de contactos.
- b) Pruebas de Aislamiento.
- c) Verificación de cierre total y apertura total.
- d) Prueba de resistencia de contactos.

(DISPAC , 2015, pág. 51)

#### **4.14.4 Transformadores de Corriente – Pruebas para Mantenimiento Predictivo**

- a) Pruebas de Aislamiento.
- b) Factor de Potencia.

- c) Verificación de la relación de transformación y polaridad.
- d) Verificación Resistencia de devanados.
- e) Curvas de saturación.
- f) Resistencia del Lazo de Conexión (para cada núcleo).
- g) Curva de Magnetización.
- h) Polaridad.

(DISPAC , 2015, pág. 51)

#### **4.14.5 Transformadores de Tensión – Pruebas para Mantenimiento Predictivo**

- a) Pruebas de Aislamiento.
- b) Factor de Potencia.
- c) Verificación de la relación de transformación y polaridad.
- d) Verificación Resistencia de devanados.
- e) Curvas de saturación.
- f) Resistencia del Lazo de Conexión (para cada núcleo).
- g) Curva de Magnetización.
- h) Relación de Transformación.

(DISPAC , 2015, pág. 52)

#### **4.14.6 Descargador de Sobretensiones – Pruebas para Mantenimiento Predictivo**

- a) Pruebas de aislamiento.
- b) Factor de Potencia.
- c) Prueba de corriente de fuga.

(DISPAC , 2015, pág. 52)

#### **4.14.7 Malla de Puesta a Tierra – Pruebas para Mantenimiento Predictivo**

- a) Medida de la resistencia de puesta a tierra.
- b) Medida de tensiones de paso y contacto.

#### **4.14.8 Barrajes, Cables desnudos y conectores de alta – Pruebas para mantenimiento predictivo**

- a) Pruebas de aislamiento.
- b) Termografía. (DISPAC , 2015, pág. 52)

#### **4.14.9 Celdas 69kV/13.8 kV – Pruebas para Mantenimiento Predictivo**

- a) Pruebas de aislamiento al barraje.
- b) Pruebas a los interruptores.
- c) Termografía.

(DISPAC , 2015, pág. 52)

#### **4.14.10 Cables de Potencia Aislados – Para Mantenimiento Predictivo.**

- a) Pruebas de aislamiento.

#### **4.14.11 Relés de Protecciones.**

- a) Inyección de corrientes.
- b) Calibración de corrientes y de tiempos.
- c) Comprobación de disparos y alarmas.
- d) Pruebas dieléctricas.
- e) Verificar ajuste de conexiones.
- f) Termografía.
- g) Simultaneidad de polos.

(DISPAC , 2015, pág. 53)

#### **4.14.12 Motores de corriente alterna y continúa.**

- a) Pruebas dieléctricas.
- b) Termografía.
- c) Prueba de vibraciones.
- d) Prueba del nivel de ruido.

(DISPAC , 2015, pág. 53)

### **4.15 Mantenimiento correctivo actividades**

Las siguientes son las actividades que deben realizar para el mantenimiento correctivo de equipos de subestaciones:

#### **4.15.1 Mantenimiento Correctivo a Transformadores de Potencia.**

- a) Cambio de radiadores averiados.

- b) Cambio de bujes averiados.
  - c) Cambio de ventiladores.
  - d) Cambio del regulador
  - e) Cambio del aceite.
  - f) Cambio del Transformador de potencia.
- (DISPAC , 2015, pág. 55)

#### **4.15.2 Mantenimiento Correctivo a Interruptores de Potencia.**

- a) Cambio de contactos de potencia Fijo y Móvil.
  - b) Cambio del SF6
  - c) Cambio del mecanismo de operación.
  - d) Cambio del Interruptor de Potencia.
- (DISPAC , 2015, pág. 56)

#### **4.15.3 Mantenimiento Correctivo a Seccionadores de Potencia.**

- a) Cambio de contactos.
  - b) Cambio del mecanismo de operación.
  - c) Cambio de Brazos de corriente.
  - d) Cambio de aisladores soporte.
  - e) Cambio de sistema de engranaje.
  - f) Cambio del Seccionador de Potencia.
- (DISPAC , 2015, pág. 56)

#### **4.15.4 Mantenimiento Correctivo a Transformadores de Corriente.**

- a) Cambio del Aceite.
  - b) Cambio del Transformador de Corriente.
- (DISPAC , 2015, pág. 56)

#### **4.15.5 Mantenimiento Correctivo a Transformadores de tensión.**

- a) Cambio del Aceite.
  - b) Cambio del Transformador de Corriente.
- (DISPAC , 2015, pág. 56)

#### **4.15.6 Mantenimiento Correctivo a Descargador de Sobretensiones.**

- a) Cambio del Descargador de sobretensiones.

#### **4.15.7 Mantenimiento Correctivo a Malla de Puesta a Tierra.**

- a) Cambio o refuerzo del conductor de la malla y de las colas
- b) Cambio de las conexiones.
- c) Reposición de gravilla.

(DISPAC , 2015, pág. 57)

#### **4.15.8 Mantenimiento Correctivo a Barrajes y conectores.**

- a) Cambio del conductor o del barraje tubular

#### **4.15.9 Mantenimiento Correctivo Tableros de control, medidas y protecciones.**

- a) Cambio de borneras.
- b) Cambio del tablero.

(DISPAC , 2015, pág. 57)

#### **4.15.10 Mantenimiento Correctivo Celdas 69kV/13.8 kV.**

- a) Cambio de Interruptor de potencia
- b) Cambio de borneras.
- c) Cambio de aisladores soporte.
- d) Cambio de la Celda.

(DISPAC , 2015, pág. 57)

#### **4.16 Elaboración de reportes de mantenimiento preventivo**

Son testimonio de las acciones que se realizan en una inspección y planes de mantenimiento preventivo en donde se incluyen datos técnicos, observaciones, comentarios y sugerencias, respecto de los elementos, dispositivos y equipos de una subestación, y que necesitan ser atendidos oportunamente. Se realiza antes de iniciar el mantenimiento y se plasma la información en un formato que servirá para realizar la programación de trabajo. (Jaramillo Carrión & Miño Santander, 2018, pág. 122)

El personal de mantenimiento elaborara los reportes cada vez que se realice o realizare un mantenimiento, ya que en él se especificara las anomalías de ciertos componentes, de manera detallada y constara en el historial del componente para futuras intervenciones.

#### **4.17 Elaboración de reportes de mantenimiento predictivo**

Es un proceso de breve análisis que se realiza mientras se viene aplicando una inspección técnica visual de la subestación para diagnosticar de manera oportuna que prueba es necesario realizar a cada uno de los elementos y equipos de una subestación. La inspección técnica visual es importante para mantener en óptimas condiciones la subestación, en lo operacional y físicamente en sus componentes. Se precisa los métodos y pruebas apropiadas para tal suceso.

#### **4.18 Elaboración de reportes de mantenimiento correctivo**

En esta parte se menciona una actuación directa de cambios o reemplazos de elementos, dispositivos y equipos que han sufrido alguna falla o presentan problemas de operatividad, afectando el desarrollo normal de funcionamiento de la subestación. (Jaramillo Carrión & Miño Santander, 2018, pág. 126)

El personal de mantenimiento debe hacer los reportes de mantenimiento correctivo con ayuda del formato de trabajo, pues constara en el historial del componente. Detalladamente para entender la magnitud de la avería y hacer los requerimientos necesarios para reparar el componente en cuestión.

#### **4.19 Reportes de trabajo**

El reporte de trabajo es un documento adjunto a la Orden de Trabajo que debe ser llenada al concluir la actividad de mantenimiento por parte del Jefe de Trabajo, esto ayudara al reporte de alguna anormalidad en la ejecución del trabajo y también a la retroalimentación respectiva.

El reporte consta de los siguientes puntos:

- ❖ Reporte de trabajo realizado.
- ❖ Novedades.
- ❖ Condiciones en las que se deja la instalación.
- ❖ Recomendaciones.
- ❖ Entrega de los equipos al personal de operación, con los siguientes datos; fecha y hora de entrega, nombre del operador del COT, firma del tablerista y jefe de trabajo.

❖ Costeo de la Orden de Trabajo.

. (Nazate Vallejo, 2003, pág. 81)

Es necesario mencionar que existe una forma de desarrollo de orden de trabajo para cada componente y su correspondiente evolución del mantenimiento del mismo, se contempla además las mediciones y pruebas que atañen al componente.

#### 4.20 Actividades de reparación en mantenimiento preventivo/correctivo

Como parte de la aplicación del mantenimiento a los componentes de las subestaciones eléctricas, se detallan algunas actividades de mantenimiento.

##### 4.20.1 Inspección relé Buchholz – operación

Dentro del mantenimiento preventivo en S/E de 69kV, se realiza la inspección del transformador de potencia en su conjunto, en una labor de este tipo se encuentra una avería **“relé presenta fuga de aceite”**. A continuación se describe la secuencia de reparación de la avería:

El Relé debe ser extraído del transformador cuando presente fugas de aceite. En este caso se debe programar un mantenimiento preventivo de manera urgente para arreglar el Relé. En la figura 56 se visualiza el relé.



Figura 56: Relé Bulchholz con fuga de aceite  
Fuente: Arboleda Guerrero, 2013

El transformador necesariamente debe estar desenergizado para poder realizar la reparación del Relé, por lo que se deben seguir las precauciones de seguridad.

Para extraer y revisar el relé se deben seguir las siguientes actividades:

1. Se debe vaciar el aceite del tanque conservador, para esto se extraen aproximadamente 6 tanques de aceite, esto se realiza con la máquina regeneradora.

2. Se debe comprobar el vaciado en los medidores que contiene el relé en su pared exterior. Cuando se haya vaciado todo el aceite se debe cerrar la válvula que se encuentra junto al Relé y luego se procede a quitar las conexiones eléctricas.



Figura 57: Bornes de conexiones eléctricas, válvula e indicadores de nivel de aceite del Relé Bulchholz  
Fuente: Arboleda Guerrero, 2013

3. Luego se retira los 4 pernos que aseguran el Relé, y la válvula ya que se debe sacar ambos elementos para poder extraer el Relé, para esto se utiliza la llave #16 junto con la llave de tubo.



Figura 58: Pernos que sujetan al Relé Bulchholz  
Fuente: Arboleda Guerrero, 2013

4. Una vez sacado el Relé se debe limpiar con disolvente y guaípe todo el aceite que está en el exterior del mismo, se debe asegurar en remover todo el rastro de aceite que se encuentre en todo el cuerpo del Relé.

5. Una vez limpio se debe desarmar el Relé para examinar todos los cauchos y detectar la fuga. Los cauchos que se utilicen de repuesto deben ser de Neopreno.



Figura 59: Relé Bulchholz desarmado para detectar fuga de aceite  
Fuente: Arboleda Guerrero, 2013

6. Una vez que se detecta el caucho dañado se procede a reemplazarlo, es aconsejable cambiar todos los cauchos una vez que se ha procedido a desarmar el Relé.

7. Arreglada la fuga y sustituidos los cauchos se arma nuevamente el Relé y se procede a montarlo nuevamente en el transformador. (Arboleda Guerrero, 2013, pág. 135)

#### **4.20.2 Cambio de silicagel y mantenimiento a los vasos del deshumectador (Cámara)**

En mantenimiento preventivo a S/E de 69kV y en otros niveles de tensión, se realiza la inspección del transformador de potencia en su conjunto, en una labor de este tipo se encuentra una avería “**silicagel en malas condiciones**”. A continuación se describe la secuencia de reparación de la avería.

Color de silicagel.- Se debe visualizar el estado del color silicagel, esto indica si el silicagel está en buena condición o necesita reemplazo. Existen dos colores que indican el estado del silicagel, un color azul indica un buen estado, un color palo de rosa o rosado indica que necesita reemplazo. También existe silicagel de color anaranjado que indica buen estado, un color verdoso nos indicará que necesita ser reemplazado.



Figura 60: Cámara del silicagel en transformador  
Fuente: Arboleda Guerrero, 2013



Figura 61: Silicagel color rosado/necesita reemplazo  
Fuente: Arboleda Guerrero, 2013

1. Para el cambio del silicagel se debe remover la cámara que se encuentra junto al transformador, generalmente está puesta con tornillos tipo mariposa que pueden ser removidos con la mano, sin embargo, se debe tener una llave de tubo a la mano para aflojar estos tornillos cuando se encuentran muy apretados.
2. Luego de retirar la cámara se deposita el silicagel viejo en un recipiente que, entre todo el contenido de la cámara, este dependerá del tamaño de la cámara la misma que varía de acuerdo a los transformadores. Se debe revisar el estado de la cámara, si ésta no tiene fisuras o grietas para realizar la reparación aprovechando el cambio de silicagel, si se encuentra alguna fisura se debe arreglar con soldimix o algún sellante para vidrio.

Se debe limpiar los vidrios de la cámara para poder visualizar con facilidad el color del silicagel. La cámara contiene aceite en su parte baja, si este se encuentra limpio y en buen estado se lo puede dejar, si está sucio se debe reemplazar con aceite dieléctrico nuevo o usado en buen estado, se puede retirar incluso del transformador para utilizar este aceite.

3. Luego se procede a llenar la cámara con el silicagel nuevo, es necesario utilizar una mascarilla para realizar esta actividad ya que el silicagel nuevo contiene un polvillo que es perjudicial para las fosas nasales, se necesita un recipiente para el llenado, preferiblemente una jarra de plástico para facilidad de uso, se puede utilizar un embudo también para facilidad del llenado. Para finalizar se debe volver a colocar la cámara en su lugar apretando los tornillos con el torque necesario. (Arboleda Guerrero, 2013, pág. 72)



Figura 62: Llenado de silicagel nuevo hacia la cámara  
Fuente: Arboleda Guerrero, 2013

#### **4.20.3 Cambio de bushing de transformador de potencia**

En mantenimiento preventivo a S/E de 69kV, se realiza la inspección del transformador de potencia en su conjunto, se determina una avería “bushing en mal estado”. A continuación, se describe la secuencia de reparación de la avería.

1. Mediante el uso de la máquina regeneradora de aceite se debe extraer 6 tanques de aceite del transformador para poder realizar los trabajos de mantenimiento de los bushings. Luego se procede a realizar los trabajos.

2. Quitar la conexión de la fase del bushing a cambiar de la barra o interruptor que se encuentre el transformador, para esto necesitamos la llave de tubo y la llave inglesa #16, por lo general las grapas de conexión de los terminales tienen cuatro pernos que pueden aflojarse con la llave inglesa y la llave de tubo.



Figura 63: Cambio de bushing del transformador de potencia  
Fuente: Arboleda Guerrero, 2013

3. Luego se procede a remover los pernos de la base para poder cambiar el bushing, este trabajo se debe hacer con mucho cuidado ya que cuando se remueve el bushing pueden entrar partículas al aceite.

4. Al reemplazar el nuevo bushing se debe poner teflón y silicón en las roscas de los conectores del bushing para prevenir el deterioro y las fugas de aceite.



Figura 64: Se aplica silicón a terminal de bushing para evitar fuga de aceite  
Fuente: Arboleda Guerrero, 2013

5. Finalmente se coloca nuevamente el conector en la parte superior para poder conectar la grapa que conecta el termina del transformador al interruptor o barra.

Este trabajo es similar en todos los bushings de los terminales del transformador, las consideraciones que hay que tomar para los devanados de AT y BT son las diferencias que pueden existir de los pernos de sujeción de los bushings aunque por lo general son de la misma medida. (Arboleda Guerrero, 2013, pág. 121)

#### 4.21 Aplicaciones con ultrasonido a componentes de S/E 69kV

Se analizan minuciosamente los dispositivos de aislamiento con equipo ultrasónico para detectar deterioro incipiente o declarado.



Figura 65: Aplicación del equipo ultrasónico  
Fuente: Autor

#### 4.22 Aplicaciones de termografía en S/E de 69kV

En esta sección se detalla algunas aplicaciones de pruebas de termografía a las instalaciones de la subestación eléctrica.

##### 4.22.1 Barras colectoras

En la figura 66 se observa el estado en que se encuentra las barras colectoras de una subestación de maniobra de circuito de 69kV en operación.

La toma se realiza a una temperatura de 25.3°C, a una distancia de 12 metros, y una emisividad de 0.85. La emisividad de 0.85 es debida por tratarse de un material de aluminio expuesto altamente a la intemperie. El conector que se usa en las barras es del tipo ACF cable a paleta

(catálogo de materiales, Anderson). Como se aprecia en la imagen, las barras no presentan daño alguno. (Yoc De la Cruz, 2005, pág. 64)

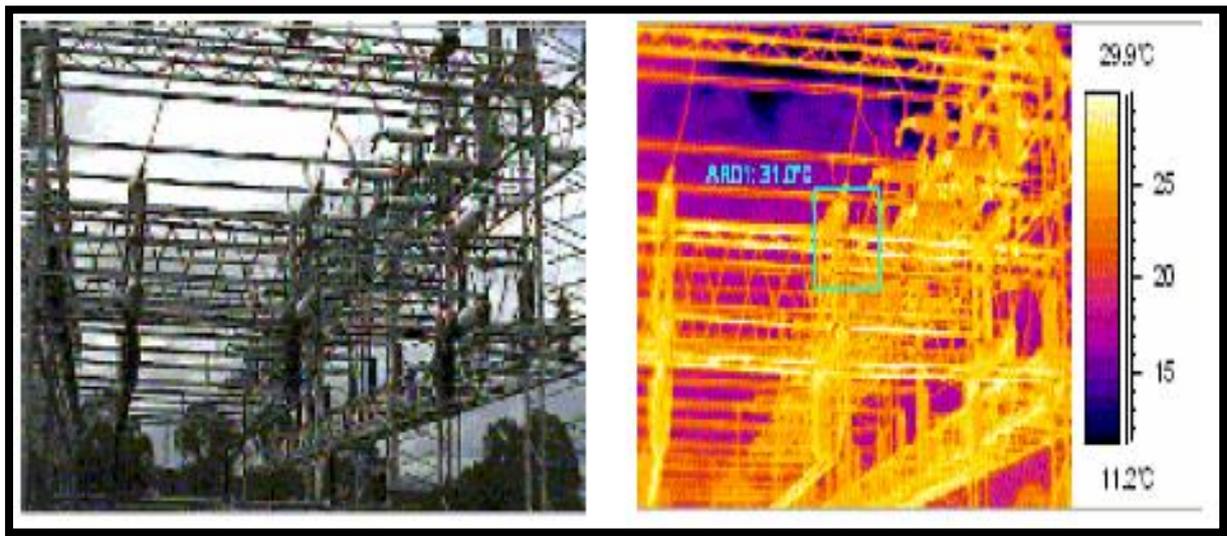


Figura 66: Tomografía tomada a barras colectoras  
Fuente: Yoc de la Cruz, 2005

Tabla 18: Lectura de prueba termografía a barra colectoras

Figura N°	Elemento de la subestación	Gradiente de temperatura(°C)	Falla encontrada	Recomendaciones
66	Barras colectoras	15.1	Ninguna	Ninguna

Elaborado por: Yoc de la Cruz, 2005

Tabla 19: Tiempo y recomendaciones en reparación de los elementos

Figura N°	Elemento de la subestación	Falla detectada	Tiempo aproximado de reparación	Maniobras a realizar	Recomendaciones
66	Barras colectoras	Ninguna	3horas	Sacar la subestación	Se debe buscar un día de baja carga, normalmente fin de semana

Elaborado por: Yoc de la Cruz, 2005

#### 4.22.2 Cuchilla seccionadora

En la figura 67 se observa el estado de las cuchillas seccionadoras tipo vertical. La prueba se efectuó a una temperatura de 26.1°C, a una distancia de 5 metros, y una emisividad de 0.85. La emisividad de 0.85 es considerada por tratarse de aluminio, por estar expuesto altamente a la intemperie. La cuchilla seccionadora es del tipo ACF cable a paleta (código de materiales, Anderson). La termografía muestra una falla en la cuchilla seccionadora de la fase del centro como se observa en la figura.

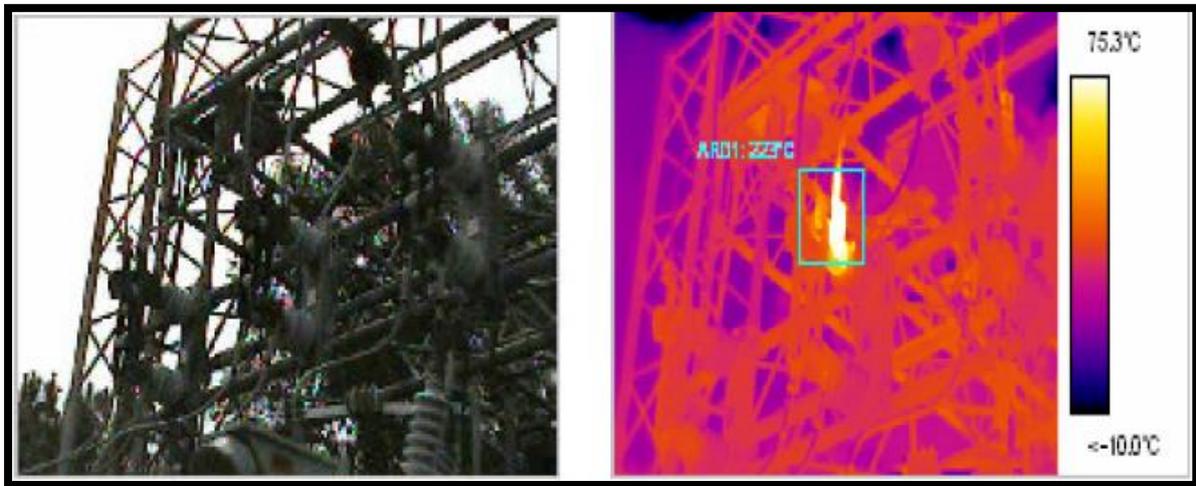


Figura 67: Termografía infrarroja en cuchilla seccionadora tipo vertical  
Fuente: Yoc de la Cruz, 2005

De acuerdo a la termografía de la cuchilla seccionadora, esta presenta una diferencia de temperatura de 213°C respecto a la temperatura ambiente, y requiere de una acción inmediata de corrección. (Yoc De la Cruz, 2005, pág. 65)

Tabla 20: Lectura de prueba termografía en cuchilla seccionadora tipo vertical

Figura N°	Elemento de la subestación	Gradiente de temperatura(°C)	Falla encontrada	Recomendaciones
67	Cuchilla seccionadora tipo vertical	213	Calentamiento en paleta de entrada	Reparación urgente

Elaborado por: Yoc de la Cruz, 2005

Tabla 21: Tiempo y recomendaciones en reparación de los elementos

<b>Figura N°</b>	<b>Elemento de la subestación</b>	<b>Falla detectada</b>	<b>Tiempo aproximado de reparación</b>	<b>Maniobras a realizar</b>	<b>Recomendaciones</b>
66	Cuchilla seccionadora tipo vertical	Calentamiento en paleta de entrada	1.5horas	Sacar la subestación	Se debe buscar un día de baja carga, normalmente fin de semana

Elaborado por: Yoc de la Cruz, 2005

#### **4.23 CONSOLIDADO DE LA PROPUESTA**

En esta parte se presenta un resumen direccionado a la ejecución de la gestión del mantenimiento de subestaciones eléctricas.

- 1.- Gestiones iniciales de planificación de la empresa pública.
  - Análisis de los reportes de control y operaciones en S/E de 69kV
  - Análisis de los modos de fallos y de sus efectos AMFE
  - Resolución de la falla en los componentes de la S/E
  - Determinación del mantenimiento a ejecutar
  - Programación del mantenimiento a realizar
- 2.- Análisis de las condiciones de la S/E para realizar el mantenimiento
  - Estado actual de las condiciones de la S/E a entrar en mantenimiento
- 3.- Plan de operaciones para el mantenimiento
  - Documentos para la ejecución del mantenimiento (Manual de mantenimiento del equipo, fichas técnicas, orden de trabajo, otros)
  - Descargo de la subestación eléctrica designada a entrar en mantenimiento
  - Cumplimiento de las normas a aplicar en el mantenimiento
  - Ejecución del mantenimiento
  - Revisión y cumplimiento de listado de pruebas para mantenimiento
- 4.- Reportes del mantenimiento ejecutado (Reporte de trabajo)
- 5.- Levantamiento de descargo de la S/E y puesta en marcha de la misma.

## CAPITULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1 Conclusiones

\* Se logra describir la estructura de una subestación eléctrica, pues es importante y necesario el reconocimiento de una subestación o subestaciones de 69kV, sus instalaciones y en especial los de intemperie que son las más comunes en Ecuador en ese nivel de voltaje, ya que es un intermedio de transmisión (230 kV y 138kV), subtransmisión (69kV) y distribución a niveles de 13.8kV. La distribución de todos los componentes principales, auxiliares y de protección, en una apartamenta diseñada para un determinado servicio.

\* Se determina la aplicación de mantenimientos preventivos, predictivos, correctivos y emergentes que permiten solucionar los eventos. Todo aquello en virtud de la seguridad del personal, de alargar la vida útil de los componentes, de las instalaciones, del cuidado del medio ambiente y el servicio continuo a la comunidad en las subestaciones de 69kV, precisados por información de la empresa pública de electricidad.

\* En efecto se concreta una recopilación de datos de la subestación eléctrica de Milagro, de reportes de fallas de control, de maniobras, y acciones electromecánicas, así como el seguimiento de las operaciones de control que interactúan con la transmisión, subtransmisión y operaciones mecánicas en la S/E ya sea de 69kV, 130kV y 230kV insertadas al anillo del SNI, entendiéndose en la forma como se debe actuar al momento de diseñar un plan de mantenimiento. Las sobrecargas representan posibles averías en los componentes, y ayuda a diseñar un plan de mantenimiento.

\* La implicancia de mantenimientos es justamente por la presencia de armónicos y desbalances de energía provocados por el factor de potencia, debido al uso de motores de inducción, de automatización en las industrias, comercio y a nivel residencial. Justifica el consumo de energía de calidad y cantidad, por ello la ardua labor de mantenimiento en su contexto, monitoreo y operaciones de control de cargas con los elementos esenciales como; banco de capacitores y filtros de armónicos. El control de pérdidas de energía en la actualidad demuestra la activa implementación de nuevas tecnologías de protección y eficiencia.

\* Existen otras obras referente a la aplicación de mantenimientos a subestaciones eléctricas, para el caso de este proyecto, y se cree que todo esfuerzo es poco en temas seguridad y servicio. El aporte está compartido en dos lineamientos una de planificación al inicio, y una segunda en aplicación del mantenimiento respectivo en donde se especifica el uso de documentos, también la relación de pruebas y actividades en los tipos de mantenimiento. Se concluye además que el

aporte es parcial, sin embargo de esta manera se propone una forma de sistema de gestión de mantenimiento.

\* En la forma como se plantea este proyecto no se asegura una ventaja con relación a otros planteamientos, pero sí que el personal de mantenimiento de subestaciones eléctricas proyecte su análisis de resolver situaciones con los mínimos errores posibles.

\* La administración de mantenimiento en subestaciones eléctricas plantea la realización de mantenimiento preventivo con el propósito de disminuir la aplicación de mantenimiento correctivo, claro sin desmerecer eventualidades fortuitas. Lo que beneficiaría en la disminución de costos de mantenimiento.

## **5.2 Recomendaciones**

\* La presencia de subestaciones eléctricas de 69kV/13.8kV, de 230kV/138kV y 230kV/138kV/69kV, presentan estructuras diferentes, apartamente diferentes, complejidad en su funcionalidad, ubicación y carga a suministrar (MVA). Cada una de ellas con características propias inducen a recomendar, que a los operadores se les capacite rigurosamente y entender su funcionamiento, y lo más importante salvaguardar su integridad física con charlas de seguridad.

\* Actualmente por políticas de la empresa eléctrica son muy pocas las instituciones de educación superior que obtienen los permisos para ingresar a las subestaciones eléctricas del país, la exigencia es tal que sería recomendable practicar convenios interinstitucionales.

\* Se debe tener en cuenta que al momento de establecer un mantenimiento electromecánico en la S/E, sea lo más adecuado y pertinente para cumplir las labores de mantenimiento de manera eficaz y de calidad, con el propósito de salvaguardar la integridad física del personal y alargar la vida útil de los componentes.

\* Todas las actividades de monitoreo y vigilancia deben ser coordinadas responsablemente con todos los involucrados, pues el éxito de realizar el mantenimiento más indicado depende de ello. En consecuencia la ejecución del plan de mantenimiento será eficiente.

\* Se recomienda la socialización de toda información y la documentación necesaria por parte de los administradores de mantenimiento para que no existan dudas, el personal debe estar predispuesto a realizar los trabajos, y de esta forma minimizar los riesgos de mantenimiento.

\* La administración debe dotar e interactuar trabajadores con alta experiencia con personal de menos experiencia en mantenimiento de subestaciones, será muy fructífera la participación, con el mismo enfoque el uso de instrumentos de última tecnología, de software aplicativos al momento de aplicar el sistema de gestión de mantenimiento.

\* Se recomienda al personal de mantenimiento de subestaciones el uso de los formatos de trabajo de manera responsable, acorde con las actividades programadas o no en la jornada.

\* La planificación de mantenimiento es indispensable en toda actividad humana, pero más aún cuando se trabaja con altas fuentes de energía, razón por la cual debe ser tratado con eficacia, eficiencia, productividad y que refleje la confiabilidad hacia el personal de mantenimiento y en la infraestructura de la subestación eléctrica con el propósito de seguir abasteciendo del servicio a la comunidad.

\* Los entendidos en temas de mantenimiento aseguran que cada trabajo es diferente a otro, se cree que las observaciones y recomendaciones venga de donde venga es positivamente considerada dentro de estos ámbitos, de seguridad y de servicio.

## Referencias Bibliográficas

- Abundis Couoh, A. (2016). *Causas y efectos de armónicos en sistemas eléctricos de potencia*. Mexico D.F: Universidad Nacional Autónoma de México - Facultad de Ingeniería.
- Aguilera Hintelholher, R. M. (2013). Identidad y diferenciación entre método y metodología. *Estudios políticos*, 81-103.
- Alcalá Sánchez, R., García Cortés, J. d., & Hernández Aréstigui, M. (2010). *Manual de mantenimiento preventivo y pruebas aplicables a subestaciones compactas convencionales*. Mexico D.F.: Instituto Politécnico Nacional - Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica.
- Álvarez, F. (2015). Electro Industria. *Ingeniería de productos de Marlew S.A./* [www.marlew.com.ar](http://www.marlew.com.ar), 2.
- Aranda Mendoza, J. R. (2015). *Análisis descriptivo de la amortiguación y eliminación de armónicos en sistemas eléctricos de potencia*. Huancayo: Universidad Nacional del Centro del Perú- Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.
- Arboleda Guerrero, D. A. (2013). *Diseño de sistema para la gestión de mantenimiento de subestaciones para la empresa eléctrica regional del sur S.A*. Cuenca: Universidad Politécnica Salesiana - Ingeniería Eléctrica.
- ARCONEL. (08 de Noviembre de 2018). Regulación N° ARCONEL - 0xx/xx. *Mantenimiento de los bienes afectos al servicio público de energía eléctrica*. Quito, Pichincha, Ecuador: ARCONEL.
- Atencio Coronado, K., & Palacio Herrera, I. (2008). *Elementos de diseño de subestaciones de alta y extra alta tensión*. Cartagena D.T y C.: Universidad Tecnológica de Bolívar - Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica área subestaciones.
- Blasco Espinosa, P. Á. (2012). *Sistemas de puesta a tierra en subestaciones eléctricas*. Alcoy: Universidad Politécnica de Valencia- Escuela Politécnica Superior de Alcoy- Departamento de Ingeniería Eléctrica.
- CELEC - TRANSELECTRIC. (2018). *Reporte "Pos-operativo diario" - División de operación-gestión del día a día*. Milagro: CELEC TRANSELECTRIC.
- CENACE . (2017). *Informe anual 2017*. Guayaquil: CENACE - Operador Nacional de Electricidad.
- CENACE. (2016). *Planificación Estratégica 2016 - 2017*. Quito: CENACE .
- CNEL EP. (01 de Noviembre de 2016). Obtenido de <https://www.cnelep.gob.ec/2016/11/cnel-ep-realizo-mantenimiento-7-subestaciones-electricas/>
- CNEL EP. (20 de Julio de 2017). Obtenido de <https://www.cnelep.gob.ec/tag/trabajos-programados/>
- DISPAC . (2015). *Manual de mantenimiento para subestaciones eléctricas*. Del Choco: DISPAC S.A/Empresa distribuidora del pacífico.
- Encarta. (2009). *Diccionario DRAE*. Madrid: Encarta.
- Enriquez Harper, G. (1983). *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. Mexico D:F: LIMUSA S.A.
- Enriquez Harper, G. (2005). *Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión*. Mexico D.F: LIMUSA S.A. Segunda edición.

- Enríquez Harper, G. (2008). *Manual del técnico en subestaciones eléctricas industriales y comerciales*. Mexico D:F: Limusa S.A.
- Guerrero Lara, A. B., & Inga Cando, M. (2004). *Automatización y coordinación de protecciones de la subestación N°1 de distribución (Chibunga) de la empresa eléctrica Riobamba (EERSA)*. Quito: Escuel Politécnica Nacional - Escuela de Ingeniería.
- Herrera Heredia, J. C. (1997). *Determinación de la potencia de transformadores para alimentar cargas no lineales*. Quito: Escuela Politecnica Nacional - Facultad de Ingeniería Eléctrica.
- Huamán Rivas, G. L. (2007). *Diseño de una subestación eléctrica considerando el control de energía en un proceso minero*. Lima - Perú: Universidad Nacional de Ingeniería - Facultad de Ingeniería Eléctrica y Eelectrónica.
- Icontec Internacional. (13 de Marzo de 2019). *Icontec Internacional*. Obtenido de <https://www.icontec.org/Ser/Nor/Paginas/Nor/ftp.aspx>
- Jaramillo Carrión, L. R., & Miño Santander, L. B. (2018). *Manual de verificación y mantenimiento subestación eléctrica CC Santo Domingo*. Cuenca: Universidad de Cuenca - Ingeniería Eléctrica.
- Moya Pérez, T. A. (2004). *Estudio para la implementación de un sistema de manejo de información técnica para operación y mantenimiento de subestaciones de TRANSELECTRIC S.A.* Quito: Escuela Politécnica Nacional - Escuela de ingeniería.
- Nadad Campo, R. E., & Quiroz Blanco, A. J. (2004). *Manual para el mantenimiento de equipos de patio de subestaciones de alta tension aislada por aire*. Cartagena de Indias D.T: Universidad Tecnológica de Bolivar - Facultad de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Mecatronica.
- Nazate Vallejo, G. A. (2003). *Planificación y programación del mantenimiento de la subestación Santa Rosa*. Latacunga: Escuela politécnica del ejercito - Ingeniería Electromecánica.
- Rivera Calle, J. R. (2013). "Eficiencia eléctrica en alimentadores primarios de distribución de la empresa eléctrica regional". Obtenido de <http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/3699/1/TESIS.pdf>
- Rodrigo Pascual, J. (2015). *Gestión Moderna del Mantenimiento*. Santiago, Chile: Universidad de Chile - Ing.Mecánica.
- Rodríguez Luque, J. (2014). *Calidad de suministro eléctrico, penetración de armonicos, mitigación de sus efectos en las plantas industriales*. Madrid: Universidad Carlos III de Madrid - Escuela Politécnica Superior.
- Rodríguez Palacios, J. L. (2017). *Diseño de un sistema contra incendio para una subestación eléctrica con transformador de potencia*. Guayaquil - Ecuador: UCSG - Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo Carrera de Ingeniería en Eléctrico-Mecánica.
- SCRIBD. (12 de Marzo de 2019). *Clasificación de las subestaciones eléctricas - scribd*. Obtenido de <https://es.scribd.com/doc/304520066/Clasificacion-de-Las-Subestaciones-Electricas>
- Trashorras Montecelos, J. (2015). *Subestaciones eléctricas*. Madrid, España: Paraninfo S.A.
- Vásquez Hidalgo, I. (06 de diciembre de 2018). *Gestiopolis*. Obtenido de Gestiopolis: [www.gestiopolis.com/tipos-estudio-metodos-investigacion/](http://www.gestiopolis.com/tipos-estudio-metodos-investigacion/)

- Yoc De la Cruz, J. P. (2005). *Mantenimiento predictivo en subestaciones de distribución de EEGSA utilizando termografía de rayos infrarrojos*. San Carlos: Universidad de San Carlos de Guatemala - Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.
- Zegarra Huamán, E. G. (2006). *Técnicas de atenuación de perturbaciones con filtros desintonizados en instalaciones industriales*. Lima: Universidad Nacional de Ingeniería - Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.

## **ANEXOS**

## ANEXO A: Fichas técnicas de componentes de subestación de 69/13.8kV

### A1.Transformador de potencia dos devanados 69/13.8kV

ITEM	DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN
1	Potencia nominal de salida OA/FA	20/24 MVA
2	Máximo aumento de temperatura en los devanados	60°C
3	Sitio de instalación	Intemperie
4	Numero de fases	3
5	Medio de aislamiento	Aceite
6	Voltaje nominal lado Alta tensión (fase-fase)	69 kV
7	Voltaje nominal lado Baja tensión (fase-fase)	13.8 Kv
8	Método de conexión de devanados y desplazamiento angular	Dyn1
9	Frecuencia	60 Hz
10	Voltaje máximo lado Alta tensión	72.5 kV
11	Voltaje máximo lado baja tensión	14.9 kV
12	Tensiones máximas que debe resistir a impulso el:	
12.1	Devanado de alta tensión (BIL)	325 kV pico
12.2	Devanado de baja tensión (BIL)	95 kV pico
13	Tensiones máximas que debe resistir a frecuencia industrial	
13.1	Devanado de alta tensión	140 kV rms
13.2	Devanado de baja tensión	38kV rms
14	Relación y clase de transformadores de corriente tipo "bushing" En alta tensión:	
14.1	Cantidad	6
14.2	Relación de transformación: Tomas	300:5 A
14.3	Clase de precisión y carga	5P20 60 VA
15	Relación y clase de transformadores de corriente tipo "bushing" En baja tensión	
15.1	Cantidad	3
15.2	Relación de transformación: Tomas	MR 2000/5 ANSI
15.3	Clase de precisión y carga:	5P20 60 VA
15.4	Cantidad	3
15.5	Relación de transformación: Tomas	MR 2000/5 ANSI
15.6	Clase de precisión y carga:	CL 0.2 60 VA
16	Impedancia de cortocircuito a 75°C a voltaje nominal. Alta/Baja en: 20 MVA	8%
17	Mínima distancia de fuga de los bushings:	
17.1	a) Alta tensión	1813 mm
17.2	b) Baja tensión	373 mm

### A2. Interruptor trifásico en SF6 a 69kV

ITEM	DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN
1	Corriente nominal máxima	2000 A
2	Numero de polos	3
3	Voltaje nominal	69 kV
4	Medio de aislamiento	SF6
5	Frecuencia	60 Hz
6	Voltaje máximo	72.5 kV
7	Tensiones máximas que debe resistir a impulso atmosférico (BIL)	325 kV pico
8	Tensiones máximas que debe resistir a frecuencia industrial	140 kV rms
9	Mecanismo de operación (cierre y disparo)	motor-resorte
10	Voltaje de circuitos de control y motor de carga	125 VDC
11	Contactos auxiliares libres para señalización y control	6 NO + 6 NC
12	Mínima distancia de fuga	1813 mm
13	Corriente nominal de interrupción de línea en vacío	10 kA
14	Capacidad nominal de interrupción en corto circuito	31.5 KA
15	Duración máxima de corto circuito	3 seg
16	Capacidad nominal de cierre en corto circuito	80 KA
17	Secuencia nominal de operación	O – 0.3 sec – CO – 3 min – CO

### A3. Seccionador tripolar de 69kV

ITEM	DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN
1	Corriente nominal	800 A
2	Sitio de instalación	Intemperie
3	Numero de polos	3
4	Voltaje nominal	69 kV
5	Frecuencia	60 Hz
6	Voltaje máximo	72.5 kV
7	Voltaje soportado a impulso atmosférico (BIL)	325 kV pico
8	Voltaje soportado a frecuencia industrial	140 kV
9	Mínima distancia de fuga	1813 mm
10	Corriente nominal soportable de corta duración	31.5 kA
11	Duración de corto circuito	1 seg
12	Tipo del seccionador	Tripolar doble apertura, con columna giratoria central

#### A4. Transformador de corriente 69kV a doble devanado secundario

ITEM	DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN
1	Corriente nominal primaria	600 A
2	Corriente nominal secundaria	5 A
3	Corriente máxima permanente	120%
4	Sitio de instalación	Intemperie
5	Numero de fases	1
6	Voltaje nominal	69 kV
7	Frecuencia	60 Hz
8	Relación de transformación	MR 600/5 A
9	Carga (burden) y Clase de precisión Devanado secundario N1	60VA, 5P20
10	Carga (burden) y Clase de precisión Devanado secundario N2	60VA, 0.2
11	Voltaje soportado a impulso atmosférico (BIL)	325 kV pico
12	Voltaje soportado a frecuencia industrial	140 kV rms
13	Mínima distancia de fuga	1813 mm
14	Corriente nominal de corta duración (1 s)	31.5 kA rms
15	Corriente nominal dinámica	52 KA pico

#### A5. Transformador de potencial 69kV a doble devanado secundario

ITEM	DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN
1	Voltaje nominal primario (fase-tierra)	$69/\sqrt{3}$ kV
2	Voltaje nominal de salida Devanado secundario 1	$115-115/\sqrt{3}$ V
3	Voltaje nominal de salida Devanado secundario 2	$115-115/\sqrt{3}$ V
4	Sitio de instalación	Intemperie
5	Numero de fases	1
6	Frecuencia	60 Hz
7	Carga (burden) y Clase de precisión Devanado secundario N1	60VA, 3P
8	Carga (burden) y Clase de precisión Devanado secundario N2	60VA, 0.2
9	Voltaje soportado a impulso atmosférico (BIL)	325 kV pico
10	Voltaje soportado a frecuencia industrial	140 kV rms
11	Mínima distancia de fuga	1813 mm
12	Factor de sobrevoltaje	
12.1	a) operación continua	120%
12.2	b) 30 s	150%

### A6. Pararrayo tipo estación

ITEM	DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIONES	
		Alta tensión	Media tensión
1	Voltaje asignado $U_r$	60 Kv	12 Kv
2	Conexión	Fase-Tierra	Fase-Tierra
3	Tipo	Oxido metálico	Oxido metálico
4	Voltaje máximo del sistema	72.5 Kv	15 Kv
5	Voltaje nominal del sistema	69 Kv	13.8 Kv
6	Máxima tensión de Operación Continua (MCOV) $U_c$	48 Kv	10 Kv
7	Frecuencia	60 Hz	60 Hz
8	Máxima duración de la falla a tierra	1 s	1 s
9	Corriente nominal de descarga	10 KA	10 KA
10	Tensión residual máxima con onda de corriente tipo rayo 8/20 us, 10 kA $U_{pl}$	180 kV	36 kV
11	Tensión residual máxima con onda de corriente tipo maniobra 30/60 us, 1 kA $U_{ps}$	135 kV	30 kV
12	Voltaje soportado a impulso atmosférico (BIL)	450 kV pico	95 kV pico
13	Voltaje soportado a frecuencia industrial	140 kV	38 kV
14	Mínima distancia de fuga	1813 mm	373 mm

### A7. Aisladores tipo poste para 69kV

ITEM	DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN
1	Norma	ANSI C29.7-1992
2	Material	Porcelana
4	Resistencia electromecánica	5000 lbs
5	Distancia de fuga	1813 mm

### A8. Celdas de media tensión con aislamiento en SF6 o vacío

ITEM	DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIONES DE LAS CELDAS		
		PRINCIPAL	ALIMENTADOR	SERVICIO AUXILIAR
1	Norma aplicable	IEC 62271-200, IEC 62271-100, IEC 62271-102		
2	Corriente nominal máxima	2000 A	630 A	20 A
3	Voltaje nominal	13.8 kV		
4	Medio de aislamiento	SF6 o Vacío		Fusible
5	Tipo de celda	Interruptor automático		Protección con fusible
6	Frecuencia	60 Hz		
7	Voltaje máximo	15 kV		
8	Voltaje soportado a impulso atmosférico (BIL)	95 kV pico		
9	Voltaje soportado a frecuencia industrial	38 kV rms		
10	Mecanismo de operación del interruptor automático	motor-resorte		
11	Voltaje de circuitos de control y motor de carga	125 VDC		
12	Capacidad nominal de interrupción en corto circuito	31.5 KA		-
13	Capacidad nominal de cierre en corto circuito	80 KA		-
14	Duración máxima de corto circuito	3 seg		
15	Capacidad asignada de falla interna	31.5 KA		
16	tiempo asignada de falla interna	1 s		
17	Secuencia nominal de operación	O – 0.3 sec – CO – 15 s – CO		---

### A9. Aisladores tipo suspensión

ITEM	DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN
1	Norma	ANSI C29.2-1992
1	Material	Porcelana
2	Clase ANSI	52-3
3	Tipo de acoplamiento	ball and socket
4	Diámetro	10"
5	Espaciamiento	5 3/4"
6	Resistencia electromecánica	15000 lbs
7	Distancia de fuga	292 mm

## ANEXO B: Formatos de plan de mantenimiento

### B1. Plan de mantenimiento preventivo para transformadores de potencia

<b>Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping</b>	<b>Plan de Mantenimiento Preventivo</b>	<b>Frecuencia: Semanal</b>	
	<b>Inspección General</b>	Fecha:	Hoja: 1/1
<b>Instalación o Equipo a Inspeccionar: Transformador</b>			
<b>Ingeniero o Técnico de Mantenimiento:</b>			
<b>Hora de Inicio:</b> Normal: 2 horas		<b>Hora Final:</b> <span style="float: right;"><b>Tiempo</b></span>	
<b>Herramientas</b>		<b>Equipo de Protección</b>	
Multimetro Amperímetro Probador de Aislamiento (Megger) Medidor de Relación de Transformación (DTR) Fuente de Alimentación Alterna (Autotransformador) Probador de Aceites		Casco Guantes Botas de Seguridad	
<b>RIESGOS DEL TRABAJO Y MEDIDAS PREVENTIVAS</b>			
1. Riesgos eléctricos. No manipular equipos y tocar cables bajo tensión. Solicitar aislamiento. 2. Productos químicos. Utilizar guantes. Leer y conocer letreros de seguridad. 3. Zonas con temperaturas altas. Precaución para no tocar partes calientes.			
<b>Equipo</b>	<b>Descripción</b>	<b>Valor Nominal</b>	<b>Resultados</b>
<b>TRANSFORMADOR</b>	Verificación de conexiones del transformador y bushings		
	Verificación de niveles de aceite en bushings, tanque conservador, cambiador de taps bajo carga, relé Buchholz y en el reductor principal del mando a motor		
	Lectura de indicadores de temperatura		
	Verificación de existencia de fugas de aceite		
	Verificación de conexiones a tierra		
	Medida de niveles de ruido y vibraciones anormales		
	Pruebas de funcionamiento y verificación de operatividad de ventiladores		
	Verificación de operatividad de calefactores		
	Verificación de ausencia de humedad en el gabinete y estado de dispositivos del mando a motor		
	Inspección de los filtros de sílica gel		
	Verificación de ausencia de humedad en el gabinete y estado de dispositivos del regulador automático de voltaje		
	Verificación de voltajes de prueba al regulador automático		
	Verificación de operatividad, mecanismos y posición del tap		
	Verificación de anclaje del transformador		

Limpieza de la porcelana de los bushings		
Verificación de fallas de la pintura en general		
Verificación del estado de los conexiones del cambiador de taps bajo carga		
Verificación del mecanismo y fines de carrera al operar el cambiador de taps bajo carga a su rango máximo		
Lubricación de engranajes del cambiador de taps bajo carga		
Verificación de operatividad y ausencia de humedad en el relé Buchholz		
Verificación de operatividad y ausencia de humedad en el relé de presión		
Ajuste mecánico total del transformador		
Ajuste de conexiones y terminales de bushings		
Pruebas de resistencia de aislamiento en devanados		
Pruebas dieléctricas de aceite aislante		
Pruebas de factor de potencia de devanados y aceite		
Pruebas físicas y químicas del aceite		
Pruebas de funcionamiento de válvula de explosión y protección por elevación de temperatura		
Pruebas de relación de transformación y polaridad		
Pruebas de cortocircuito y circuito abierto		
Prueba de resistencia de aislamiento a motores y mandos del sistema de enfriamiento		

**OBSERVACIONES:**

\_\_\_\_\_  
Firma del Ingeniero o Técnico

\_\_\_\_\_  
Gerente General

B2. Plan de mantenimiento preventivo para interruptores de potencia

Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping	Plan de Mantenimiento Preventivo	Frecuencia: Semanal	Hoja: 1/1
	Inspección General	Fecha:	
Instalación o Equipo a Inspeccionar: Interruptores de Potencia			
Ingeniero o Técnico de Mantenimiento:			
Hora de Inicio:		Hora Final:	
Tiempo Normal: 2 horas			
Herramientas		Equipo de Protección	
Multímetro Amperímetro		Casco Guantes Botas de Seguridad	
<b>RIESGOS DEL TRABAJO Y MEDIDAS PREVENTIVAS</b>			
1. Riesgos eléctricos. No manipular equipos y tocar cables bajo tensión. Solicitar aislamiento.			
2. Productos químicos. Utilizar guantes. Leer y conocer letreros de seguridad.			
3. Zonas con temperaturas altas. Precaución para no tocar partes calientes.			
<b>Equipo</b>	<b>Descripción</b>	<b>Valor Nominal</b>	<b>Resultados</b>
<b>INTERRUPTORES</b>	Verificación de fallas de la pintura o galvanizado en general		
	Verificación del contador y engrase del mecanismo de trabajo		
	Verificación de conexiones, contactores, contactos auxiliares, switches auxiliares		
	Verificación de existencia de fugas de aceite		
	Limpieza de bushings y contactos		
	Verificación de medidas de resistencia de contactos		
	Verificación de la hermeticidad del gas SF6		
	Verificación de contactos en la capacidad de ruptura y consumo de aire en la apertura menor a 1.5 kg/cm <sup>2</sup>		
	Verificación del funcionamiento continuo del compresor y fugas de aceite del amortiguador		
	Pruebas de operatividad de mecanismos de accionamiento local, remoto y por protección, apertura y cierre		
	Pruebas de factor de potencia		
	Pruebas de tiempo de cierre y apertura		
	Verificación de operatividad, mecanismos y posición del tap		
Pruebas de operatividad de válvulas de seguridad			

**OBSERVACIONES:**

\_\_\_\_\_  
**Firma del Ingeniero o Técnico**

\_\_\_\_\_  
**Gerente General**

B3. Plan de mantenimiento preventivo para transformadores de medida

<b>Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping</b>	<b>Plan de Mantenimiento Preventivo</b>	<b>Frecuencia: Semanal</b>	Hoja: 1/1
	<b>Inspección General</b>	Fecha:	
<b>Instalación o Equipo a Inspeccionar: Transformadores de Medida</b>			
<b>Ingeniero o Técnico de Mantenimiento:</b>			
<b>Hora de Inicio:</b> Normal: 2 horas	<b>Hora Final:</b>		<b>Tiempo</b>
<b>Herramientas</b>		<b>Equipo de Protección</b>	
Multímetro Amperímetro		Casco Guantes Botas de Seguridad	
<b>RIESGOS DEL TRABAJO Y MEDIDAS PREVENTIVAS</b>			
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Riesgos eléctricos. No manipular equipos y tocar cables bajo tensión. Solicitar aislamiento.</li> <li>2. Productos químicos. Utilizar guantes. Leer y conocer letreros de seguridad.</li> <li>3. Zonas con temperaturas altas. Precaución para no tocar partes calientes.</li> </ol>			
<b>Equipo</b>	<b>Descripción</b>	<b>Valor Nominal</b>	<b>Resultados</b>
<b>TRANSFORMADOR DE CORRIENTE</b>	Verificación del estado de bushings, estructuras, niveles de aceite		
	Verificación de conexiones y puesta a tierra		
	Verificación de conexiones, contactores, contactos auxiliares, switches auxiliares		
	Pruebas de resistencia de aislamiento y factor de potencia		
	Verificación de fallas de la pintura o galvanizado en general		
	Inspección de despostillamiento, rajaduras y sedimentación en porcelana		
	Verificación de tubería, accesorios y fusibles		
	Inspección y limpieza de los componentes		
	Verificación del funcionamiento continuo del compresor y fugas de aceite del amortiguador		
	Verificación del estado de bushings, estructuras, niveles de aceite		
	Verificación de conexiones y puesta a tierra		
	Pruebas de resistencia de aislamiento y factor de potencia		

<b>TRANSFORMADOR DE TENSIÓN</b>	Verificación de fallas de la pintura o galvanizado en general		
	Inspección de despostillamiento, rajaduras y sedimentación en porcelana		
	Verificación de tubería, accesorios y fusibles		
	Inspección y limpieza de los componentes		
<b>OBSERVACIONES:</b>			
<hr style="width: 20%; margin: 0 auto;"/> <b>Firma del Ingeniero o Técnico</b>		<hr style="width: 20%; margin: 0 auto;"/> <b>Gerente General</b>	

B4. Plan de mantenimiento preventivo para elementos de maniobra

Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping	Plan de Mantenimiento Preventivo	Frecuencia: Semanal	Hoja: 1/1
	Inspección General	Fecha:	
<b>Instalación o Equipo a Inspeccionar:</b> Elementos de Maniobra			
<b>Ingeniero o Técnico de Mantenimiento:</b>			
<b>Hora de Inicio:</b> 2 horas		<b>Hora Final:</b>	<b>Tiempo Normal:</b>
<b>Herramientas</b>		<b>Equipo de Protección</b>	
Multímetro Amperímetro		Casco Guantes Botas de Seguridad	
<b>RIESGOS DEL TRABAJO Y MEDIDAS PREVENTIVAS</b>			
<ol style="list-style-type: none"> <li>Riesgos eléctricos. No manipular equipos y tocar cables bajo tensión. Solicitar aislamiento.</li> <li>Productos químicos. Utilizar guantes. Leer y conocer letreros de seguridad.</li> <li>Zonas con temperaturas altas. Precaución para no tocar partes calientes.</li> </ol>			
Equipo	Descripción	Valor Nominal	Resultados
<b>RECONNECTADORES</b>	Verificación de fallas de la pintura o galvanizado en general		
	Verificación del ajuste de conexiones		
	Inspección y verificación de fugas de gas o aceite		
	Inspección y limpieza de polvo o contaminación de los componentes		
<b>SECCIONADORES</b>	Verificación de operatividad de calefactores y mecanismos del motor		
	Verificación del nivel de aceite debe estar lleno		
	Verificación de alineación de cuchillas, conexiones y anclaje		
	Pruebas de operatividad eléctrica y manual		
	Pruebas en cuernos de arco o anillos equipotenciales y limpieza en material de desgaste		
	Pruebas de operatividad manual identificando presión y alineamiento de contactos, facilidad de operación, ranuras, topes		
	Pruebas a puesta a tierra y verificación de daños		
	Limpieza de aisladores y contactos		

	Lubricación de contactos y partes móviles		
	Verificación de fallas de la pintura o galvanizado en general		
	Verificación del conmutador del motor y las escobillas		
	Pruebas de resistencia de aislamiento y de contactos del motor		
	Limpieza de contactos auxiliares, circuitos y fusibles del motor		
<b>PARARRAYOS</b>	Inspección y verificación de conexiones, contador de descargas y porcelana		
	Inspección y verificación de conexiones de línea y puesta a tierra		
	Verificación de la corriente de fuga		
	Pruebas de resistencia de aislamiento y factor de potencia		
	Pruebas y verificación de ajuste de anillos equipotenciales, conexiones aéreas y puesta a tierra		
	Limpieza de componentes		
	Verificación de fallas de la pintura o galvanizado en general		
	Inspección de despostillamiento, rajaduras y sedimentación en porcelana		
<b>OBSERVACIONES:</b>			
_____		_____	
<b>Firma del Ingeniero o Técnico</b>		<b>Gerente General</b>	

B5. Plan de mantenimiento preventivo para malla de tierra y barras

<b>Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping</b>	<b>Plan de Mantenimiento Preventivo</b>	<b>Frecuencia: Semanal</b>	Hoja: 1/1
	<b>Inspección General</b>	Fecha:	
<b>Instalación o Equipo a Inspeccionar:</b> Malla de tierra, Barras y Tableros			
<b>Ingeniero o Técnico de Mantenimiento:</b>			
<b>Hora de Inicio:</b>		<b>Hora Final:</b>	
<b>Tiempo Normal: 2 horas</b>			
<b>Herramientas</b>		<b>Equipo de Protección</b>	
Multímetro Amperímetro		Casco Guantes Botas de Seguridad	
<b>RIESGOS DEL TRABAJO Y MEDIDAS PREVENTIVAS</b>			
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Riesgos eléctricos. No manipular equipos y tocar cables bajo tensión. Solicitar aislamiento.</li> <li>2. Productos químicos. Utilizar guantes. Leer y conocer letreros de seguridad.</li> <li>3. Zonas con temperaturas altas. Precaución para no tocar partes calientes.</li> </ol>			
<b>Equipo</b>	<b>Descripción</b>	<b>Valor Nominal</b>	<b>Resultados</b>
<b>MALLA DE PUESTA A TIERRA</b>	Verificación ajuste de conexiones de puesta a tierra		
	Inspección del calibre de conductor y electrodos de puesta a tierra, características técnicas		
	Verificación y prueba de resistencia de puesta a tierra		
	Verificación por muestreo la conexión de puesta a tierra a la malla de puesta a tierra		
	Limpieza de gravilla		
<b>BARRAS</b>	Pruebas de verificación visual térmicas		
	Inspección y verificación de soportes: cadenas, aisladores, grapas, conectores, barras, cable de guarda, estructuras		
	Verificación y prueba de conexiones de puestas a tierra en estructuras, cerramientos, puertas		
	Verificación de fallas de la pintura en general		
	Verificación de rotulación y señalización de dispositivos, elementos, cables y borneras		
	Verificación de equipos y accesorios		

<b>TABLEROS DE CONTROL, MEDIDA Y PROTECCIÓN</b>	Verificación de alarmas y operatividad de elementos		
	Verificación y prueba de conexiones de puestas a tierra		
	Pruebas de disparos y alarmas a los relés		
	Pruebas a equipos y sistemas de telecontrol		
<b>OBSERVACIONES:</b>			
<hr style="width: 20%; margin: 0 auto;"/> <b>Firma del Ingeniero o Técnico</b>		<hr style="width: 20%; margin: 0 auto;"/> <b>Gerente General</b>	

## ANEXO C: Cronograma de mantenimiento preventivo

### C1. Cronograma de mantenimiento preventivo

Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping	Cronograma de Mantenimiento Preventivo	Fecha de vigencia:	Hoja: 1/1
	Inspección General		
Actividades	Equipo de Pruebas	Ejecución	Frecuencia
<b>TRANSFORMADOR DE POTENCIA</b>			
Verificación de fallas de la pintura en general	Visual	Energizado	1 VEZ/AÑO
Verificación de conexionados del transformador y bushings	Herramientas y material de limpieza	Energizado	2 VECES/AÑO
Verificación de niveles de aceite en bushings, tanque conservador, cambiador de taps bajo carga, relé Buchholz y en el reductor principal del mando a motor	Visual	Energizado	2 VECES/AÑO
Lectura de indicadores de temperatura	Visual	Energizado	2 VECES/AÑO
Verificación de existencia de fugas de aceite	Visual	Energizado	2 VECES/AÑO
Terminales y conexionados de puesta a tierra - ajustes	Herramientas y material de limpieza	Energizado	1 VEZ/AÑO
Pruebas de funcionamiento y verificación de operatividad de ventiladores y calefactores	Herramientas y material de limpieza	Desenergizado	2 VECES/AÑO
Medida de niveles de ruido y vibraciones anormales	Medidor de niveles de ruido	Energizado	2 VECES/AÑO
Verificación de ausencia de humedad en el gabinete y estado de dispositivos del mando a motor y regulador automático de voltaje	Visual	Energizado	2 VECES/AÑO
Verificación de voltajes de prueba al regulador automático	Dispositivo de voltajes de prueba	Desenergizado	2 VECES/AÑO
Verificación de operatividad, mecanismos y posición del tap	Visual y manual	Desenergizado	2 VECES/AÑO
Verificación y ajuste de conexionados de tierra y terminales	Visual, herramientas y material de limpieza	Energizado	2 VECES/AÑO
Verificación de anclaje del transformador	Visual y manual	Energizado	2 VECES/AÑO

Pruebas de resistencia de aislamiento en devanados	Probador de aislamiento	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Pruebas dieléctricas, físico-químico de aceite Aislante	Probador de aceites	Desenergizado	2 VECES/AÑO O DE ACUERDO CON CROMATOGRAFÍAS
Pruebas de factor de potencia de devanados y aceite	Dispositivo de prueba de factor de potencia	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Pruebas de funcionamiento de válvula de explosión y protección por elevación de temperatura	Visual y manual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Pruebas de relación de transformación y polaridad	DTR	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Pruebas de cortocircuito y circuito abierto	Dispositivo variable de voltaje	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Prueba de resistencia de aislamiento a motores y mandos del sistema de enfriamiento	Probador de aislamiento	Desenergizado	2 VECES/AÑO
<b>INTERRUPTORES DE POTENCIA</b>			
Verificación de fallas de la pintura o galvanizado en general	Visual	Energizado	1 VEZ/AÑO
Verificación del contador y engrase del mecanismo de trabajo	Herramientas y material de limpieza	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Verificación de conexiones, contactores, contactos auxiliares, switchs auxiliares	Visual	Energizado	2 VECES/AÑO
Limpieza de bushings y contactos	Herramientas y material de limpieza	Desenergizado	2 VECES/AÑO
Verificación de medidas de resistencia de contactos	Equipo de medición	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Verificación de la hermeticidad del gas SF6	Herramientas y visual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Verificación de contactos en la capacidad de ruptura y consumo de aire en la apertura menor a 1.5 kg/cm2	Visual y manual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO

Verificación del funcionamiento continuo del compresor y fugas de aceite del amortiguador	Visual y manual	Energizado	1 VEZ/AÑO
Pruebas de operatividad de mecanismos de accionamiento local, remoto y por protección, apertura y cierre	Manual - Visual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Pruebas de factor de potencia	Dispositivo de prueba de factor de potencia	Desenergizado	2 VECES/AÑO
Pruebas de tiempo de cierre y apertura	Manual - Visual	Desenergizado	CADA 3 AÑOS
Pruebas de operatividad de válvulas de seguridad	Manual - Visual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Pruebas de resistencia de aislamiento de bushings y motor del compresor	Probador de aislamiento	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
<b>TRANSFORMADORES DE MEDIDA (TC'S y TP'S)</b>			
Verificación de fallas de la pintura o galvanizado en general	Visual	Energizado	1 VEZ/AÑO
Verificación del estado de bushings, estructuras, niveles de aceite	Manual - Visual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Terminales y conexiones de puesta a tierra - ajustes	Herramientas y material de limpieza	Energizado	1 VEZ/AÑO
Pruebas de resistencia de aislamiento y factor de potencia	Probador de aislamiento	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Inspección de despostillamiento, rajaduras y sedimentación en porcelana	Manual - Visual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Verificación de tubería, accesorios y fusibles	Manual - Visual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Inspección y limpieza de los componentes	Visual, herramientas y material de limpieza	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
<b>ELEMENTOS DE MANIOBRA (RECONECTADORES, SECCIONADORES y PARARRAYOS)</b>			

Verificación de fallas de la pintura o galvanizado en general	Visual	Energizado	1 VEZ/AÑO
Inspección y verificación de fugas de gas o aceite	Manual - Visual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Terminales y conexiones de puesta a tierra - ajustes	Herramientas y material de limpieza	Energizado	1 VEZ/AÑO
Verificación del nivel de aceite debe estar lleno	Visual	Energizado	1 VEZ/AÑO
Verificación de alineación de cuchillas, conexiones y anclaje	Manual - Visual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Pruebas de operatividad eléctrica y manual	Manual - Visual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Pruebas en cuernos de arco o anillos equipotenciales y limpieza en material de desgaste	Visual, herramientas y material de limpieza	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Pruebas de resistencia de aislamiento y de contactos del motor	Probador de aislamiento	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Verificación del conmutador del motor y las escobillas	Manual - Visual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Verificación de la corriente de fuga	Dispositivo de inyección de corriente	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Inspección y limpieza de los componentes	Visual, herramientas y material de limpieza	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
<b>MALLA DE PUESTA A TIERRA, BARRAS Y TABLEROS</b>			
Verificación de fallas de la pintura y limpieza en general	Visual y material de limpieza	Energizado	2 VECES/AÑO
Verificación ajuste de conexiones, calibre de conductor, electrodos de puesta a tierra	Manual - Visual	Energizado	1 VEZ/AÑO
Verificación y prueba de resistencia de puesta a tierra	Telurómetro	Energizado	CADA 2 AÑOS
Limpieza de gravilla	Herramientas y material de limpieza	Energizado	1 VEZ/AÑO

Pruebas de verificación visual térmicas	Dispositivo Termográfico	Energizado	1 VEZ/AÑO
Verificación y prueba de conexionados de puestas a tierra en estructuras, cerramientos, puertas	Telurómetro	Energizado	CADA 2 AÑOS
Inspección y verificación de soportes: cadenas, aisladores, grapas, conectores, barras, cable de guarda, estructuras	Manual - Visual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Pruebas de disparos y alarmas a los relés	Manual - Visual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Pruebas a equipos y sistemas de telecontrol	Manual - Visual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO

**ANEXO D: Plan de mantenimiento correctivo**

D1. Plan de mantenimiento correctivo para transformadores de potencia

Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping	Plan de Mantenimiento Correctivo	Fecha de Vigencia:	Hoja: 1/1
	Inspección General		
<b>Instalación o Equipo:</b> Transformador			
<b>Ingeniero o Técnico de Mantenimiento:</b>			
<b>Hora de Inicio:</b>		<b>Hora Final:</b>	
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>REVISIONES</b>	<b>REPUESTOS</b>	
<b>HERRAMIENTAS Y MATERIALES</b>	<b>REGISTRO FOTOGRÁFICO</b>		
<b>OBSERVACIONES:</b>			
<hr/> Firma del Ingeniero o Técnico	<hr/> Gerente General		







D5. Plan de mantenimiento correctivo para malla de tierra, barras y tableros

Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping	Plan de Mantenimiento Correctivo	Fecha de Vigencia:	Hoja: 1/1
	Inspección General		
<b>Instalación o Equipo:</b> Malla de tierra, Barras y Tableros			
<b>Ingeniero o Técnico de Mantenimiento:</b>			
<b>Hora de Inicio:</b>		<b>Hora Final:</b>	
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>REVISIONES</b>	<b>REPUESTOS</b>	
<b>HERRAMIENTAS Y MATERIALES</b>		<b>REGISTRO FOTOGRÁFICO</b>	
<b>OBSERVACIONES:</b>			
Firma del Ingeniero o Técnico		Gerente General	

## ANEXO E: Orden de trabajo para mantenimiento

### E1. Orden de trabajo para mantenimiento

<b>Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping</b>	<b>Orden de Trabajo</b>	Fecha de Vigencia:	Hoja: 1/1
<b>Número de Orden de Trabajo:</b>		<b>Empresa o Empresas Encargada de Mantenimiento</b>	
<b>Fecha Prevista de Inicio:</b>			
<b>Fecha Prevista de Fin:</b>			
<b>Tipo de Mantenimiento:</b>			
<b>IDENTIFICACIÓN DEL ESTADO FÍSICO-OPERATIVO</b>			
<b>ELEMENTOS:</b>		<b>RESPONSABLES ORDEN DE TRABAJO</b>	
<b>EQUIPOS:</b>			
<b>DISPOSITIVOS:</b>			
<b>LUGAR DE TRABAJO</b>			
<b>DESCRIPCIÓN DEL MANTENIMIENTO A REALIZAR:</b>			
<b>REPORTE DE ACTIVIDADES</b>			
<b>NUMERO DE PERSONAS</b>		<b>NUMERO DE HORAS</b>	<b>HORAS PREVISTAS</b>
		<b>HORAS DE TRABAJO</b>	<b>HORAS REALES</b>
<b>PREVISTAS:</b>			
<b>REALES:</b>		<b>HORAS EXTRAS TRABAJO</b>	
<b>TOTAL:</b>		<b>TOTAL</b>	
<b>FECHA REAL DE INICIO</b>		<b>HORA REAL DE INICIO</b>	
<b>FECHA REAL DE FIN</b>		<b>HORA REAL DE FIN</b>	
<b>DESCRIPCIÓN DEL MANTENIMIENTO REALIZADO</b>			
<b>INCIDENCIA DE LA EJECUCIÓN</b>			
<b>OPERACIÓN</b>		<b>NORMA/TÉCNICA</b>	
<b>ESTADO CLIMA</b>		<b>SEGURIDAD</b>	
<b>MATERIALES UTILIZADOS</b>			

<b>OBSERVACIONES</b>		
<b>CIUDAD</b>	<b>DÍA / MES / AÑO</b>	<b>FIRMA RESPONSABLE:</b>
<b>APROBADO POR:</b>		
<b>NOMBRE:</b> _____		
<b>FIRMA:</b> _____		

## ANEXO F: Plan de mantenimiento predictivo

### F1. Plan de mantenimiento predictivo (Diagnostico de mantenimiento)

Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping	Plan de Mantenimiento Predictivo (Diagnóstico de Mantenimiento)	Fecha de vigencia:	Hoja: 1/1
	Inspección Técnica General		
Elementos Revisados	Estado del Elemento	Tipo de Mantenimiento Recomendado	Cambio o Reparación Requerida
<b>TRANSFORMADOR DE POTENCIA</b>			
Inspección de fallas de la pintura en general			
Inspección de porcentaje de carga en horas pico			
Inspección de tanque principal y conservador por fugas de aceite			
Inspección de radiadores y ventiladores			
Inspección de relé Buchholz			
Inspección de termómetros			
Inspección de devanados, silica gel y conmutador de posiciones			
Inspección de conexiones, tuberías y accesorios			
Inspección de tablero de conexiones y borneras			
Inspección de protecciones			
<b>INTERRUPTORES DE POTENCIA</b>			
Inspección de fallas de la pintura o galvanizado en general			
Inspección del número de operaciones a corriente nominal y cortocircuito			
Inspección del estado de la porcelana (polos)			
Inspección de manómetros por presión de Gas (SF6)-Aceite			
Inspección de fugas de aceite y gas (SF6)			
Inspección de sistemas de accionamiento hidráulico y a resorte			
Inspección de equipo de llenado de gas (SF6)			
Inspección de conexiones, tuberías y accesorios			
Inspección de estructuras de soporte			
Inspección de apertura y cierre de contactos de potencia			
Inspección de mecanismo y bobinas de disparo manual			
<b>TRANSFORMADORES DE MEDIDA (TC'S y TP'S)</b>			
Inspección de fallas de la pintura o galvanizado en general			
Inspección del estado de la porcelana (polos)			
Inspección de caja de conexiones en baja tensión			

Inspección de conexiones, tuberías y accesorios			
Inspección de niveles y fugas de aceite			
Inspección de precisión de los núcleos de medida			
<b>ELEMENTOS DE MANIOBRA (RECONECTADORES, SECCIONADORES y PARARRAYOS)</b>			
Inspección de fallas de la pintura o galvanizado en general			
Inspección del estado de la porcelana (polos)			
Inspección de contactos de cierre			
Inspección de estructuras de soporte			
Inspección de conexiones, tuberías y accesorios			
Inspección de tablero de control			
Inspección de sistemas de apertura y cierre manual			
Inspección del brazo de corriente			
Inspección del alineamiento, articulaciones y partes móviles			
Inspección del número de descargas recibidas			
Inspección de la corriente de fuga			
Inspección de barras de accionamiento			
<b>MALLA DE PUESTA A TIERRA, BARRAS Y TABLEROS</b>			
Inspección de fallas de la pintura			
Inspección general del cable de aluminio			
Inspección de conexiones, tuberías y accesorios			
Inspección del calibre de conductores y resistencia de malla a tierra			
Inspección de hermeticidad, borneras, conectores, calefacción en tableros			
Inspección de alarmas			
Inspección del estado y clase de precisión de contactores			

## ANEXO G: GLOSARIO

### Acrónimos

Access Points	(AP)
Agencia de Regulación y Control de Electricidad	(ARCONEL)
Análisis de Modos de Fallos y Efectos	(AMFE)
Análisis de Presencia Institucional en el Territorio	(APIT)
Área de Control de Voltaje	(ACV)
Arquitectura Orientada a Servicios	(SOA)
Barras de Carga	(PQ)
Barras de Generación	(PV)
Centavos de dólar ctvs.	(USD)
Centro de Operación de Transmisión	(COT)
Comisión de Integración Energética Regional	(CIER)
Comisión de Regulación de Energía y Gas	(CREG)
Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES)	
Compensador Estática de Voltaje	(SVC)
Comunidad Andina de Naciones	(CAN)
Consejo Norteamericano de Confiabilidad Eléctrica	(NERC)
Control Automático de Generación	(AGC)
Corporación Nacional de Electricidad	(CNEL EP CNEL EP)
Corporación Nacional de Telecomunicaciones	(CNT)
Despacho Hidrotérmico Estocástico con Restricciones de Red (SDDP)	
Dispositivo Electrónico Inteligentes	(IEDs)
Empresa Eléctrica	(E.E.)
Empresa Pública	(EP)
Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP CELEC EP)	
Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento (EPMAPS)	
Energías renovables no convencionales	(ERNC)
Equipos de Protección Personal	(EPP)
Es el conjunto de actividades de mantenimiento elaborado anualmente por las empresas eléctricas considerando mantenimientos mayores y menores que se realizarán a los bienes afectos al servicio público de energía eléctrica, con la finalidad de preservar su vida útil (PAM_G)	

Es el conjunto de actividades de mantenimiento elaborado anualmente por las empresas eléctricas el cual contiene mantenimientos mayores que requieran de una consignación y aprobación por el CENACE	(PAM_M)
Esquema de Alivio de Carga	(EAC)
Gerencia Administrativa Financiera	(GAF)
Gerencia Nacional de Operaciones	(GOP)
Gerencia Nacional de Planeamiento Operativo	(GPL)
Hardware in-the-loop	(HIL)
Institute of Electrical and Electronics Engineers	(IEEE)
Línea de transmisión	(L/T)
Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (Reliability Centered Maintenance) RCM	
Mantenimiento Productivo Total (Total Productive Maintenance) TPM	
Mercado Eléctrico Ecuatoriano	(MEE)
Metros sobre el nivel del mar	(msnm)
Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos	(MICSE)
Ministerio de Electricidad y Energía Renovable	(MEER)
Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables (MERNNR)	
Ministerio de Finanzas	(MINFIN)
Ministerio Del Trabajo	(MDT)
Operador Nacional de Electricidad	(CENACE)
Operational Decision Manager	(ODM)
Orden de Trabajo	(OT)
Plan Anual de Contratación	(PAC)
Plan Anual de Mantenimientos	(PAM)
Plan Operativo Anual	(POA)
Power and Energy Society	(PES)
Power Hardware in-the-loop	(PHIL)
Regulación Primaria de Frecuencia	(RPF)
Reporte de Trabajo	(RT)
Secretaría Nacional de Administración Pública	(SNAP)
Secretaría Nacional de Gestión de Riesgos	(SNGR)
Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo	(SENPLADES)
Sistema de Administración de Mantenimiento	(SAM)
Sistema de Control de Acceso	(ACS)

Sistema de Gestión de la Calidad	(SGC)
Sistema de Gestión de Mantenimiento	(SGM)
Sistema de Gestión Documental	(SGD)
Sistema de Potencia	(PSS)
Sistema de Protección Local	(SPL)
Sistema de Protección Sistémica	(SPS)
Sistema de Tiempo Real	(STR)
Sistema Nacional de Transmisión	(SNT)
Sistema Nacional Interconectado	(SIN)
Sistemas de Monitoreo de Áreas Extendidas	(WAMS)
Software in-the-loop	(SIL)
Subestación Eléctrica	(S/E)
Subestación Aislada en gas	(GIS)
Subgerencia de Asesoría Jurídica	(SAJ)
Supervisión, Control y Adquisición de Datos	(SCADA)
System Integrity Protection Schemes	(SIPS)
Transacciones Internacionales de Electricidad	(TIE)
Unidad de Planeamiento Minero Energético	(UPME)
Wide, Area, Monitoring, Protection and Control	(WAMPAC)
World Energy Council	(WEC)

### **Términos**

**Auditorias:** Procesos y procedimientos de verificación de la información (datos, parámetros, valores, restricciones, etc.) que las Empresas Eléctricas hayan declarado al CENACE y/o ARCONEL.

**Autogeneradores:** Persona jurídica dedicada a una actividad productiva o comercial, cuya generación eléctrica se destina al abastecimiento de su demanda, pudiendo, eventualmente, producir excedentes de generación que pueden ser puestos a disposición de la demanda.

**Bienes afectos al servicio público de energía eléctrica:** Constituyen todas las obras civiles, equipos electromecánicos, líneas de transmisión y distribución; y demás equipos que son parte de la infraestructura utilizada para el servicio público de energía eléctrica, las cuales deben ser revertidas al estado una vez finalizado el plazo de concesión.

**Bitácora:** Registro diario oficial de los sucesos o novedades de operación de las instalaciones eléctricas que conforman el SNI.

**Centro de Operación de Transmisión (COT):** Organismo encargado de la supervisión y control de la operación de la red eléctrica del Sistema Nacional de Transmisión.

**Consignación:** Autorización especial que concede el CENACE para sacar de servicio un equipo o instalación, para que el personal de mantenimiento intervenga con el propósito de ejecutar un trabajo predeterminado.

**Consignación local:** Es la autorización para intervención sobre los equipos que no están clasificadas como Consignación Nacional, es decir, que no afectan ni restringen la confiabilidad, seguridad y calidad del SNI; ni comprometen la confiabilidad de supervisión y control de éste. Se considerará Consignación Local, cualquier intervención sobre los equipos listados a continuación:

- a) Interruptores y seccionadores, cuando el circuito continúa en operación normal a través de transferencia y recierres en servicio.
- b) Interruptores de subestaciones con configuración tal que con su apertura se mantiene la disponibilidad de los cortes adyacentes, sin interrupción de suministro, ni restricción alguna de la capacidad de transferencia.
- c) Seccionadores de barras que no involucren modificación en las transferencias por líneas o transformadores.
- d) Barras de reserva que se encuentren normalmente desenergizadas.

**Consignación nacional:** Es la autorización dada por el CENACE para la realización de mantenimientos cuya indisponibilidad afecta la confiabilidad, seguridad y calidad del SNI o cuando limitan la atención de la demanda. Se considera como Consignación Nacional, cualquier intervención sobre los equipos listados a continuación que afecte la confiabilidad del SNI:

- a) Los generadores considerados en el despacho centralizado.
- b) Los sistemas de recierres de líneas del SNI.
- c) Los reactores y capacitores de línea, barras y terciarios asociados a la red del SNI.
- d) Las protecciones, sistemas de control y disparo asociados a generadores conectados al SNI.
- e) Las líneas de transmisión para interconexiones internacionales.
- f) Los componentes del Sistema de Tiempo Real – STR- del CENACE y utilizados también por el COT.
- g) Los sistemas de telecomunicaciones que afecten la transmisión de datos operativos (STR) y comerciales al CENACE o teleprotecciones de circuitos de la red del SNT.

**Empresas Eléctricas:** Persona jurídica de derecho público o privado, cuyo título habilitante le faculta realizar actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, importación o exportación de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general.

**Energías renovables no convencionales (ERNC):** Se consideran como energías renovables no convencionales a las fuentes: solar, eólica, geotérmica, biomasa, mareomotriz, hidroeléctrica y Biogás.

**Ficha de Maniobras:** Es una guía de maniobras a ejecutarse para la desenergización de instalaciones del SNT. Para las consignaciones locales las debe realizar la empresa y para las consignaciones nacionales las realizar el CENACE.

**Mantenimiento emergente:** Es el mantenimiento que se debe ejecutar a un equipo o instalación, en forma inmediata, por riesgo en la vida de personas o daño de los equipos, no pudiendo ser aplazado por requerimientos del SIN, y deberá ser ejecutado dentro de las 24 horas siguientes.

**Mantenimiento mayor u overhaul:** Es el conjunto de intervenciones que se debe ejecutar a un equipo o instalación del SNI, con el objeto de recuperar su vida útil. El mantenimiento mayor incluye actividades de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo.

**Mantenimiento menor:** Es aquella actividad de mantenimiento que no genera indisponibilidad de las instalaciones del Sistema Nacional Interconectado. En el caso de Empresas distribuidoras son todas las tareas de mantenimiento que se intervengan con desconexión de carga menor a 5MW.

**Mantenimiento programado:** Es el conjunto de actividades de mantenimiento que se realizan de forma periódica sobre un equipo o instalación siguiendo un programa establecido.

**Plan de Contingencias:** conjunto de acciones debidamente coordinadas previstas para ejecutarlas y prevenir accidentes o minimizar el impacto de una amenaza de evento no deseado, contempla los recursos y sus usos.

**Plan de Emergencia:** conjunto de acciones previstas para minimizar el impacto de un evento no deseado, durante y después de ocurrido.

**Políticas de Mantenimiento:** Son el conjunto de lineamientos para lograr los objetivos propuestos para el mantenimiento, minimizando la afectación del servicio de suministro de electricidad al usuario final.

**Prórroga:** Sólo por causas excepcionales o de fuerza mayor, podrá prorrogarse una consignación. Las prórrogas serán concedidas por el CENACE y deberán ratificarse por escrito indicando la justificación de las mismas.

**Silicagel:** Es una sustancia química de aspecto cristalino. Es muy poroso y absorbente, por eso mismo, se suele utilizar para reducir la humedad hasta en un 40% en espacios cerrados, es muy usado para zonas húmedas.

**Sistema de gestión de mantenimientos (SGM):** Sistema informático que permite la entrega, la coordinación y la aprobación del PAM\_M; y demás solicitudes de mantenimiento que realizan las empresas eléctricas. Este sistema es administrado por CENACE, y permite el seguimiento del estado de cumplimiento de los mantenimientos.

**Solicitud de Consignación:** Documento a través del cual se solicita la ejecución de trabajos de mantenimiento sobre un equipo o sistema energizado o desenergizado.

**Suspensión:** El CENACE luego de realizar análisis operativos, en caso que determine que existe un riesgo eminente de desabastecimiento de la demanda o en la seguridad del sistema podrá suspender los manteamientos programados en el PAM\_M.

### **Medidas**

Autotransformador	(H ATH)
Autotransformador	(I ATI)
Autotransformador	(J ATJ)
Gigavatio - hora	(GWh)
Kilo Voltio – Amperio Reactivo Hora	(kVARh)
Kilovoltio	(kV)
Megavatio – hora	(MWh)
Megavattios	(MW)
Megavoltamperio	(MVA)
Voltampereactivo	(VAR)

### **Abreviaturas Técnicas**

Conexión Delta ó Triángulo	D ( $\Delta$ )
Conexión Ye ó Estrella	(Y)
Devanado Primario/Devanado Secundario	n1/n2
Disyuntor ó Interruptor	(52)
Estrella – Zigzag	(Z)
Hexafloruro de Azufre	(SF6)
Pararrayo ó Apartarrayo	(PY)
Seccionador	(89)
Temperatura (°C: Celsius o °K: Kelvin)	(T)
Transformador de Corriente	(TC)

Transformador de Potencia

T (+#)

Transformador de Potencial

(TP)

## DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Beltrán Ibarra, Fernando Gabriel**, con C.C: # 0925102576 autor del trabajo de titulación: **“Diseño de sistema para la Gestión de Mantenimiento de una Subestación de 69kv”** previo a la obtención del título de **Ingeniería en Eléctrico Mecánico** en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

**Guayaquil, 13 de marzo de 2019**

f. \_\_\_\_\_

**Beltrán Ibarra, Fernando Gabriel**

C.C: 0925102576

## **REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA**

### **FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN**

<b>TÍTULO Y SUBTÍTULO:</b>	<b>“Diseño de sistema para la Gestión de Mantenimiento de una Subestación de 69kv”</b>		
<b>AUTOR(ES)</b>	<b>Beltrán Ibarra, Fernando Gabriel</b>		
<b>REVISOR(ES)/TUTOR(ES)</b>	<b>Philco Asqui, Luis Orlando</b>		
<b>INSTITUCIÓN:</b>	<b>Universidad Católica de Santiago de Guayaquil</b>		
<b>FACULTAD:</b>	<b>Facultad de Educación Técnica para el desarrollo</b>		
<b>CARRERA:</b>	<b>Ingeniería Eléctrico Mecánico</b>		
<b>TITULO OBTENIDO:</b>	<b>Ingeniero Eléctrico Mecánico</b>		
<b>FECHA DE PUBLICACIÓN:</b>	<b>13 de Marzo 2019</b>	<b>No. DE PÁGINAS:</b>	<b>98 páginas</b>
<b>ÁREAS TEMÁTICAS:</b>	<b>Electricidad, electricidad de potencia, subestaciones</b>		
<b>PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:</b>	<b>Electrical substations, maintenance of substations, failures, standards for maintenance tests, maintenance planning, work order.</b>		
<b>RESUMEN/ABSTRACT:</b>			
<p>The present titration work is based on proposing a system design for the 69kV substation maintenance management that will serve as a guide for the maintenance of the components and facilities of a substation. A collection of accurate information is made through bibliographies and documents, the revised methodologies will allow the election of the form as it should be proposed. What is needed is to make known where the maintenance of substations is born, CENACE has the power to do so. Evaluates and analyzes with other entities involved (hebdomadario) in maintenance, the control center constantly provides information to the electrical substations, and this favors the decision making to apply the appropriate maintenance to these facilities, as well as their planning. The administration develops preventive, predictive, corrective and emergent maintenance. For the project, the outdoor substation has been considered with greater emphasis, due to its layout, size, functionality and capacity (MVA). It manages to describe its components; it also shows the types of faults that arise in these substations. The procedures for carrying out maintenance according to the corresponding regulations, provision of documents for maintenance, the securing of the work area, the predisposition of the staff with analytical impetus and audacious in the tests and in situ repairs of the components, are presented and facilities.</p>			
<b>ADJUNTO PDF:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
<b>CONTACTO CON AUTOR/ES:</b>	<b>Teléfono:</b> 043147039-0997598792	E-mail: <a href="mailto:fernando_bltran@hotmail.com">fernando_bltran@hotmail.com</a>	
<b>CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN (COORDINADOR DEL PROCESO UTE)::</b>	<b>Nombre: ING. PHILCO ASQUI, LUIS ORLANDO M.S.C</b>		
	<b>Teléfono: 593-0980960875</b>		
	E-mail: <a href="mailto:orlandophilco_7@hotmail.com">orlandophilco_7@hotmail.com</a>		
<b>SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA</b>			
<b>Nº. DE REGISTRO (en base a datos):</b>			
<b>Nº. DE CLASIFICACIÓN:</b>			
<b>DIRECCIÓN URL (tesis en la web):</b>			