



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICO MECÁNICA

TEMA:

**Manual de Mantenimiento Preventivo y Correctivo de la
Subestación de 5 MVA de 69-13.8 KV de la Empresa TECNOVA
S.A.**

AUTOR:

Sigüencia García, Jonathan Fernando

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de

INGENIERO EN ELÉCTRICO MECÁNICA

TUTOR:

Ing. Hidalgo Aguilar, Jaime Rafael

Guayaquil, Ecuador

4 de marzo del 2020



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICO MECÁNICA

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo de titulación, fue realizado en su totalidad por el Sr. **SIGÜENCIA GARCÍA JONATHAN FERNANDO**, como requerimiento para la obtención del título de **INGENIERO EN ELÉCTRICO MECÁNICA**.

TUTOR

Ing. Hidalgo Aguilar, Jaime Rafael

DIRECTOR DE LA CARRERA

Heras Sánchez, Miguel Armando, M.Sc.

Guayaquil, 4 de marzo del 2020



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICO MECÁNICA

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, **Sigüencia García, Jonathan Fernando**

DECLARO QUE:

El Trabajo de Titulación: “**Manual de Mantenimiento Preventivo y Correctivo de la Subestación de 5 MVA de 69-13.8 KV de la Empresa TECNOVA S.A.**”, previo a la obtención del título de **Ingeniero en Eléctrico Mecánica**, 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, 4 de marzo del 2020

EL AUTOR

Sigüencia García, Jonathan Fernando



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICO MECÁNICA

AUTORIZACIÓN

Yo, **Sigüencia García Jonathan Fernando**

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil a la **publicación** en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación: “**Manual de Mantenimiento Preventivo y Correctivo de la Subestación de 5 MVA de 69-13.8 KV de la Empresa TECNOVA S.A.**”, previo a la obtención del título de **Ingeniero en Eléctrico Mecánica**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, 4 de marzo del 2020

EL AUTOR:

Sigüencia García, Jonathan Fernando

REPORTE URKUND



Reporte Urkund del trabajo de titulación en ingeniería Eléctrico-Mecánica denominado: **Manual de Mantenimiento Preventivo y Correctivo de la Subestación de 5 MVA de 69-13.8 KV de la Empresa TECNOVA S.A.** del estudiante **Sigüencia García, Jonathan Fernando** Se encuentra al 3% de coincidencias.

Atentamente.

Ing. Orlando Philco Asqui M.Sc.

Revisor

AGRADECIMIENTO

Primer a Dios por las bendiciones que nos brinda cada día, por la fortaleza para continuar luchando por un mejor porvenir para nuestra familia, por la salud y el despertar de cada mañana por un nuevo comienzo.

A los docentes de la Universidad Católica Santiago de Guayaquil, por las enseñanzas impartidas en los periodos académicos, los cuales han sido de gran importancia para nuestro desarrollo profesional.

A mis padres por darme la vida y haber inculcado valores los cuales son el pilar fundamental en mi vida personal y profesional.

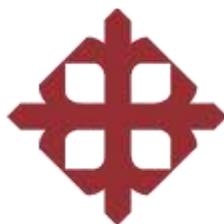
Y principalmente a mi esposa Diana Castro por su apoyo incondicional durante todo este proceso estudiantil, por su motivación y palabras de ánimo en el momento oportuno, por estar a mi lado cuando más lo he necesitado.

El autor

DEDICATORIA

Este trabajo previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico-Mecánico va dedicado primero Dios por su bondad y misericordia que ha permitido culminar mis estudios universitarios. A mis padres por inculcar valores y responsabilidad en lo que emprendo, a mi familia por el apoyo brindado y a mi esposa por el apoyo incondicional siendo un pilar fundamental para seguir superándome profesionalmente.

El autor



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICO MECÁNICA

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

ING. MIGUEL ARMANDO HERAS SÁNCHEZ, M.Sc.

DIRECTOR DE CARRERA

ING. ORLANDO PHILCO ASQUI M.SC.

COORDINADOR DEL ÁREA O DOCENTE DE LA CARRERA

ING. EFRAÍN SUÁREZ MURILLO

OPONENTE

ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO 1	2
INTRODUCCIÓN	2
1.1. Justificación y Alcance	2
1.2. Planteamiento del Problema	2
1.3. Objetivos.....	2
1.3.1. Objetivo General	2
1.3.2. Objetivos Específicos	3
1.4. Hipótesis	3
1.5. Metodología.....	3
CAPÍTULO 2	4
MARCO TEÓRICO	4
2.1. Subestaciones eléctricas.	4
2.2. Clasificación de Subestaciones	5
2.2.1. Según su función.	5
2.2.2. Según su emplazamiento.....	5
2.2.3. Según el tipo de aislamiento.	6
2.2.4. Según el nivel de tensión	7
2.2.5. Según su esquema de barras.....	7
2.2.5.1. Esquema de barra simple o sencilla.	8
2.2.5.2. Esquema de barra simple seccionada.	9
2.2.5.3. Esquema de barra simple con seccionadores de derivación.....	9
2.2.5.4. Esquema de doble barra o mixta	10
2.2.5.5. Esquema de barra principal y transferencia.	11
2.2.5.6. Esquema de barra doble con disyuntor y medios de salida.....	12
2.3. Componentes de la Subestación	13

2.3.1 Transformador.....	13
2.3.1.1. Partes de un transformador.....	14
2.3.1.2. Transformador de servicios auxiliares	15
2.3.1.3. Transformador de medida.	16
2.3.2 Elementos de maniobra y corte.....	19
2.3.3. Seccionadores.....	19
2.3.3.1. Tipos de seccionadores.....	19
2.3.4. Interruptor de potencia	21
2.3.4.1. Interruptores de aceite	21
2.3.4.1.1. Interruptor de gran volumen de aceite.	21
2.3.4.1.2. Interruptor de gran volumen de aceite con cámara de extinción.	22
2.3.4.1.3. Interruptor de pequeño volumen de aceite.	23
2.3.4.2. Interruptor neumático	24
2.3.4.3. Interruptor de hexafluoruro de azufre (SF6)	24
2.3.5 Aisladores.....	25
2.3.5.1. Tipos de aisladores	27
2.3.6. Herraaje.....	29
2.3.7. Conductor.....	30
2.3.7.1. Tipos de conductores.....	30
2.3.7.2. Conductores desnudos, naturaleza, características mecánicas y eléctricas	30
2.3.7.3. Conductores aislados.....	33
2.3.8. Hilos de guarda y pararrayo	33
2.3.9. Sistema de mando de una subestación	35
2.3.10. Relé de protección.....	36
2.3.11. Servicios auxiliares de una subestación eléctrica	37
2.3.11.1. Banco de baterías	37

2.3.11.2. Cargador de baterías	38
2.3.11.3. Sistema de protección contra incendio	39
2.4. Sistema de puesta a tierra	40
2.4.1 Resistencia del terreno parasistemas de puesta a tierra	41
2.4.2. Requisitos que debe cumplir un sistema de puesta a tierra.....	42
2.5. Terminología	43
2.6. Definición del mantenimiento	44
2.7. Tipos de mantenimiento	45
2.7.2. Mantenimiento Preventivo	46
2.7.3. Mantenimiento predictivo	47
2.7.4. Mantenimiento productivo total (TPM)	47
2.8. Gestión de mantenimiento	47
2.8.1. Planificación de trabajo	48
2.8.2. Histórico de trabajo	48
2.8.3. Almacén de repuesto	48
2.9. Seguridad en el Mantenimiento	49
CAPÍTULO 3	53
DESARROLLO	53
3.1. Mantenimiento Preventivo de los equipos de la subestación	53
3.1.2. Transformador de Poder 69 KV	54
3.1.2.1. Prueba de barrido de frecuencia.	55
3.1.2.2 Prueba de factor de potencia a los devanados.	55
3.1.2.3. Prueba de factor de potencia a los bushings.	56
3.1.2.4 Prueba de corriente de excitación o prueba en vacío.	57
3.1.2.5. Prueba de relación de transformación (TTR).	58
3.1.2.6. Prueba de resistencia óhmica de los devanados.	59
3.1.2.7. Prueba de resistencia de aislamiento.	60

3.1.3. Transformador de potencial de 69KV	61
3.1.3.1. Prueba de resistencia de aislamiento.	62
3.1.3.3. Prueba de relación de transformación.	64
3.1.4. Transformadores de corriente 69kv.	65
3.1.4.1 prueba de relación de transformación-curva de saturación.	66
3.1.4.2. Prueba de factor de potencia.	68
3.1.4.3. Prueba de resistencia de aislamiento.	69
3.1.5. Interruptor SF6	69
3.1.5.1. Prueba de factor de potencia.	70
3.1.5.2. Prueba de resistencia de contacto.	71
3.1.5.3. Prueba de resistencia de aislamiento	72
3.1.5.4. Prueba de tiempo de apertura y cierre.	73
3.1.6. Seccionadores de 69 KV	75
3.1.6.1. Prueba de resistencia de contacto.	75
3.1.6.2. Prueba de resistencia de aislamiento a seccionadores 69kv.....	76
3.1.7. Pararrayo de 69 KV.....	77
3.1.7.1. Prueba de resistencia de aislamiento.	78
3.1.7.2. Prueba de factor de potencia.	79
3.1.8. Mantenimiento a tableros de control de subestación	80
3.2. Mantenimiento correctivo	80
3.2.1. Mantenimiento correctivo por falla de energía	81
3.2.2. Mantenimiento correctivo por falla de transformadores.....	82
3.2.3. Mantenimiento correctivo por falla de apertura de Reconectores.....	82
3.3. Formulación del plan de mantenimiento	83
3.3.Elaboracion de cronograma de mantenimiento	85
3.4. Operación de la subestación Tecnova	85
3.4.1 Descripción del sistema de control	86

3.4.1.1. Descripción de control nivel 0.	87
3.4.1.2. Descripción de control nivel 1.	89
3.4.1.3. Descripción de control nivel 2.	90
3.4.1.4. Descripción de control nivel 3.	90
CAPÍTULO 4	91
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	91
4.1. Conclusiones	91
4.2. Recomendaciones	92
REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA	93
ANEXOS	96

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Distancia mínima de acercamiento	50
Tabla 2 Resistencia admisible de acuerdo al interruptor.....	72
Tabla 3 Esquema para el registro de mantenimiento correctivo	81
Tabla 4 Plan de mantenimiento a transformador de poder.....	84
Tabla 5 Cronograma de mantenimiento del Transformador de poder	85
Tabla 6 Nomenclatura de Línea de Entrada	85
Tabla 7 Nomenclatura de Línea de Salida	86
Tabla 8 Nomenclatura de Barra	86

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura. 1 Subestación Eléctrica.	4
Figura. 2 Subestación Híbrida	6
Figura. 3 Subestación Blindada.....	7
Figura. 4 Esquema barra simple	8
Figura. 5 Esquema Barras seccionadas	9
Figura. 6 Esquema Barra simple con seccionadores de derivación.	10
Figura. 7 Esquema de doble barra o mixta	11
Figura. 8 Esquema de barra principal y transferencia	12
Figura. 9 Esquema de barra doble con disyuntor y medios de salida	13
Figura. 10 Transformador de potencia	14
Figura. 11 Partes de un transformador	15
Figura. 12 Transformador de servicios auxiliares	16
Figura. 13 Transformador de tensión EMF 145	17
Figura. 14 Transformador de Intensidad	18
Figura. 15 Seccionador de cuchilla	20
Figura. 16 Seccionador deslizante.....	20
Figura. 17 Seccionador de columna giratorio	21
Figura. 18 Interruptor de gran volumen de aceite	22
Figura. 19 Elementos principales de la cámara de extinción	23

Figura. 20 Interruptor de pequeño volumen de aceite.....	23
Figura. 21 Interruptor neumático	24
Figura. 22 Proceso de funcionamiento del interruptor neumático	24
Figura. 23 Interruptor de SF6	25
Figura. 24 Aislador de porcelana	26
Figura. 25 Aislador de porcelana	26
Figura. 26 Aislador de polímeros	27
Figura. 27 Aislado tipo espiga o vástago	28
Figura. 28 Aisladores de suspensión.....	28
Figura. 29 Aislador de tracción.....	29
Figura. 30 Tipos de herraje para líneas de alta tensión	30
Figura. 31 Conductores de aluminio con alma de acero	32
Figura. 32 Conductor de alto voltaje aislado.....	33
Figura. 33 Hilo de guarda en líneas de A.T.	34
Figura. 34 Pararrayo Autoválvula	35
Figura. 35 Tablero de control subestación Tecnova	36
Figura. 36 Relé de protección SEL-587	37
Figura. 37 Banco de baterías subestación Tecnova.....	38
Figura. 38 Cargador de baterías	39
Figura. 39 Sistema contra incendio subestación Tecnova.....	40
Figura. 40 Malla de puesta a tierra	41
Figura. 41 Resistencia del suelo de acuerdo al terreno	42
Figura. 42 Prueba de medición de factor potencia	56
Figura. 43 Prueba de medición de corriente de excitación	58
Figura. 44 Pruebas de relación de transformación	59
Figura. 45 Prueba de resistencia óhmica de los devanados.....	60
Figura. 46 Prueba de medición de resistencia de aislamiento	61
Figura. 47 Prueba de medición de resistencia de aislamiento	63
Figura. 48 Prueba de factor de potencia a PT	64
Figura. 49 Prueba a los transformadores de potencial -relación de transformación ..	65
Figura. 50 Prueba en transformador de corriente	67
Figura. 51 Prueba de factor de potencia	68
Figura. 52 prueba de medición de aislamiento.....	69
Figura. 53 Prueba de medición de factor de potencia en los bushing & interruptor ..	71

Figura. 54 Prueba de medición de resistencia de contacto	72
Figura. 55 Prueba de medición de resistencia de aislamiento	73
Figura. 56 Prueba de medición de tiempo de operación	74
Figura. 57 Prueba de medición de resistencia de contacto	76
Figura. 58 Prueba de medición de resistencia de aislamiento	77
Figura. 59 Prueba de medición de resistencia de aislamiento	78
Figura. 60 Prueba factor de potencia.....	79
Figura. 61 Gabinete de control de Interruptor	87
Figura. 62 Gabinete de control de seccionador	88
Figura. 63 Control Manual Seccionador	88
Figura. 64 Mecanismo de bloqueo para seccionadores manuales	89
Figura. 65 Tablero de línea de entrada/salida	90

RESUMEN

El presente proyecto tiene como objetivo la realización de un manual de mantenimiento preventivo y correctivo de la subestación de 5MVA a 69-13.8kv para la empresa Tecnova S.A, con la finalidad de establecer los procedimientos para los tipos de mantenimientos establecido para la subestación, siguiendo los parámetros y normas internacionales de seguridad vigentes con el fin de precautelar la seguridad del personal inmerso en dichas actividades, en el presente documento se enfatiza en la asignación de actividades y su registro luego de concluir las mismas con el fin de que se cumplan todos los aspectos del mantenimiento y garantizar la confiabilidad y continuidad de los equipos que componen la subestación y de la misma manera extender la vida útil de los mismos.

Dentro del documento se especifica los trabajos, tareas a realizar así como las pruebas eléctricas de cada uno de los equipos y componentes principales de la subestación, con esta información se elabora un plan de mantenimiento donde se registra cada una de las actividades y sus respectivos equipos de prueba e implementos de seguridad que se deben utilizarse en las diferentes tareas asignadas, registrando los parámetros iniciales y finales durante las pruebas eléctricas, de la misma manera se establece las recomendaciones para dichos trabajos y la frecuencia en las que deben ser realizadas, lo cual será de mucha utilidad para mantener una base de datos que proporcione información y permita prevenir daños futuros.

Palabras clave: Mantenimiento Correctivo, Mantenimiento Preventivo, Planificación de mantenimiento, Cronograma de actividades.

ABSTRACT

This project aims to carry out a manual of preventive and corrective maintenance of the 5MVA substation at 69-13.8kv for Tecnova SA, in order to establish the procedures for the types of maintenance established for the substation, following the international security standards and regulations in force in order to protect the security of the personnel involved in these activities, this document emphasizes the assignment of activities and their registration after concluding them in order to comply with all aspects of maintenance and guarantee the reliability and continuity of the equipment that make up the substation and in the same way extend their useful life.

The document specifies the work, tasks to be performed as well as the electrical tests of each of the equipment and main components of the substation, with this information a maintenance plan is prepared where each of the activities and their respective equipment is registered of test and safety implements that should be used in the different assigned tasks, recording the initial and final parameters during the electrical tests, in the same way the recommendations for said works and the frequency in which they should be performed are established, which It will be very useful to maintain a database that provides information and prevents future damage.

Keyword: Corrective Maintenance, Preventive Maintenance, Maintenance Planning, Activity Schedule

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. Justificación y Alcance

La creación del presente manual de mantenimiento preventivo y correctivo para la subestación de la empresa Tecnova S.A. el cual tiene como objetivo establecer las normas y los procedimientos con el fin de brindar una completa claridad sobre las pruebas a realizarse durante las labores de mantenimiento de la subestación.

Siendo este manual una herramienta que servirá de soporte técnico y administrativo tanto para el personal del departamento de ingeniería como para directivos de la empresa, con la finalidad que tengan un delineamiento claro para poder actuar en caso de un fallo o para la correcta gestión del mantenimiento con el fin de mantener un alto grado de confiabilidad y continuidad en el suministro de energía hacia los diferentes circuitos de distribución de la empresa Tecnova.

1.2. Planteamiento del Problema

La empresa TECNOVA S.A. la cual se dedica a la fabricación de baterías secas para el sector automotriz cuenta con una subestación de 69-13.8kv, ésta planta al tener un proceso de producción continuo la operación de la subestación eléctrica al no contar con un manual de mantenimiento para la intervención por parte del personal técnico ante alguna falla de los elementos de control y maniobra de la subestación genera pérdidas por la paralización de producción y a su vez por daños de baterías al interrumpir el proceso de carga de las mismas.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Realizar un manual para el mantenimiento preventivo y correctivo para la subestación de 5 MVA de 69-13.8 KV de la empresa TECNOVA S.A. siguiendo las normas de seguridad y garantizar la funcionalidad y continuidad de la subestación eléctrica.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Establecer las definiciones de los elementos de control y maniobra de una subestación eléctrica.
- Especificar los procedimientos y los tipos de mantenimientos necesarios para la subestación siguiendo las normas de seguridad vigentes.
- Desarrollar los planes de mantenimiento necesarios para el cumplimiento de las labores planificadas y garantizar la continuidad del servicio.
- Elaborar tablas y el cronograma de trabajos predictivo en la subestación eléctrica.

1.4. Hipótesis

Con el presente manual se establecerá una guía práctica para el mantenimiento y operación de la subestación de la empresa Tecnova S.A. y a su vez generar una base de datos de las condiciones actuales de los equipos y poder gestionar un correcto plan de mantenimiento asegurando así la confiabilidad y disponibilidad de la subestación.

1.5. Metodología

En el siguiente trabajo de titulación se utiliza el método investigativo ya que se definió los conceptos y terminologías relacionadas a los elementos que conforman una subestación, también se utiliza el método documental debido a la recopilación de información facilitada por la empresa Tecnova S.A. sobre las pruebas dieléctricas realizadas a los equipos estudiados y finalmente el método descriptivo forma parte del estudio para definir las características y los criterios para la planificación del mantenimiento tomando en consideración una base de datos obtenida de los registros existentes de la compañía. Estos métodos se encuentran directamente relacionados con el desarrollo del plan de mantenimiento preventivo y correctivo el cual generará beneficios para la correcta gestión del mantenimiento.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1. Subestaciones eléctricas.

Cuando la red de transporte llega a una subestación eléctrica la energía eléctrica se transforma de alta tensión (AT) a media tensión (MT), partiendo desde estas subestaciones a las instalaciones de propiedad de las empresas de distribución o de particulares.

Las subestaciones cumplen varias funciones dentro del sistema eléctrico, entre ellas, detallamos las siguientes:

- Son centros de interconexión de líneas de transporte, función que realizan las barras colectoras.
- Son puntos de transformación de energía eléctrica para alimentar las redes de reparto y distribución.
- En ellas están instalados los dispositivos de protección, corte y maniobra del sistema.

Además de ser centro de interconexión de líneas de transporte, las subestaciones transforman la energía eléctrica. (Moncayo, 2016)



Figura. 1 Subestación Eléctrica.
Fuente:(PROEINSA, 2018)

2.2. Clasificación de Subestaciones

Una de las maneras de clasificar las subestaciones es por el tipo de función que cumplen de esta manera especificaremos los tipos de subestaciones según su función y emplazamiento; las cuales son las siguientes:

2.2.1. Según su función.

- **Subestación de maniobra.-** Este tipo de subestación tiene como misión principal la interconexión de varios circuitos por lo que tanto las líneas de entrada como salida deben poseer la misma tensión. La subestación de maniobra permite la creación de una red mallada mediante la forma de nudos, aumenta la fiabilidad de la red.
- **Subestación reductora.-** Este tipo de subestación necesita de uno o varios transformadores que efectúen la reducción de tensión. Se emplea para modificar la tensión de transporte en tensión de reparto o la tensión de reparto en tensión de distribución.
- **Subestación de fase.-** Tiene por objetivo alimentar a la red con distinto número de fase a la entrada y la salida. Los más comunes son modificar la línea trifásica en dos subestación líneas de tres fases y una línea trifásica en monofásica.
- **Subestación de rectificación.-** Encargada de alimentar a una red de corriente continua.
- **Subestación central o elevadoras.-** Se disponen junto a las centrales generadoras y su misión es de elevar la tensión para su transporte.

2.2.2. Según su emplazamiento.

Dependiendo de la ubicación de la subestación pueden diferenciarse los siguientes tipos:

- **Subestación de intemperie.-** Generalmente estas subestaciones se sitúan en zonas alejadas de los núcleos urbanos y se encuentran sin ningún tipo de protección atmosférica.

- **Subestación de interior.-** Son todas aquellas subestaciones que se hallan en el interior de un edificio normalmente para su abastecimiento dentro de una ciudad.(González, 2017).

2.2.3. Según el tipo de aislamiento.

Según el tipo de aislamiento existen diferentes tipos de subestaciones las cuales estudiaremos a continuación:

- **Subestación híbridas aislada en aire y gas.-** (HIS, hybrid insulated switchgear) subestaciones implementadas mediante equipos de instalación exterior en los cuales los componentes de corte y seccionadores están aislados en hexafluoruro de azufre bajo un envoltorio metálico. El resto de elementos presentan aislamiento de aire entre líneas.



Figura. 2 Subestación Híbrida
Fuente:(Montecelos, 2015)

- **Subestación blindada aislada a gas.-** (GIS, gas insulated switchgear) trabajan mediante tecnología blindada. Subestaciones implementadas mediante equipos (celdas) con aislamiento completo hexafluoruro de azufre (SF₆). (Jesús Trashorras Montecelos, 2015)



Figura. 3 Subestación Blindada
Fuente:(Jesús Trashorras Montecelos, 2015)

2.2.4. Según el nivel de tensión

Según su nivel de tensión las subestaciones se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Muy alta tensión (500 y 230 kv)
- Alta tensión (132, 69 y 46 kv)
- Media tensión (13,8 kv)

2.2.5. Según su esquema de barras

Existen muchos esquemas de barras para subestaciones eléctricas de transmisión o distribución en las cuales debe satisfacer el requerimiento de operación, confiabilidad y maniobrabilidad del sistema, los arreglos de barra más comunes son los siguientes:

- Barra simple o sencilla.
- Barra simple seccionada.
- Barra principal con seccionadores de derivación.
- Barra doble mixta.
- Barra principal y barra de transferencia.
- Doble barra con disyuntor y medio de salida.

2.2.5.1. Esquema de barra simple o sencilla.

Este esquema utiliza un solo juego de barras formando un diagrama sencillo. En condiciones normales de operación, todas las líneas del transformador están conectadas a un solo juego de barras con este arreglo en caso de existir una falla en las barras se desconecta todos los interruptores quedando la subestación completamente desenergizada.

Ventajas:

- Fácil operación e instalación simple.
- Costo reducido.
- Requiere poco espacio para su construcción

Desventajas:

- No existe flexibilidad en las operaciones (el mantenimiento de un disyuntor exige la salida completa del tramo involucrado).
- Una falla en barras interrumpe el servicio totalmente.
- La ampliación de barras exige la salida de la subestación en su totalidad.

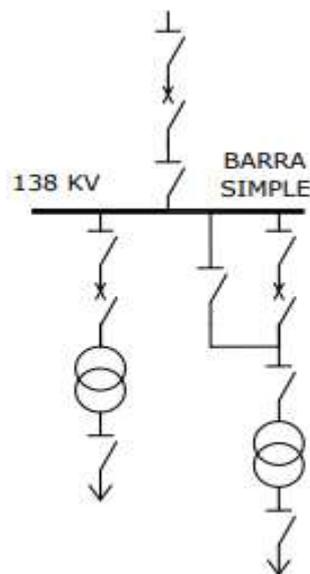


Figura. 4 Esquema barra simple
Fuente:(Espinoza Guerrero & Estupiñán Segura, 2010)

2.2.5.2. Esquema de barra simple seccionada.

Está constituido por dos barras principales con posibilidad de acoplamiento entre si mediante un disyuntor y sus seccionadores asociados.

Ventajas:

- Mayor continuidad al servicio.
- Fácil mantenimiento de los tramos conectados a las barras.
- Por fallas en barras, queda fuera de servicio el tramo de la sección de barras afectadas.

Desventajas:

- Una falla en barras puede originar racionamiento del suministro de energía.
- El mantenimiento de un disyuntor deja fuera de servicio el tramo al cual está asociado.

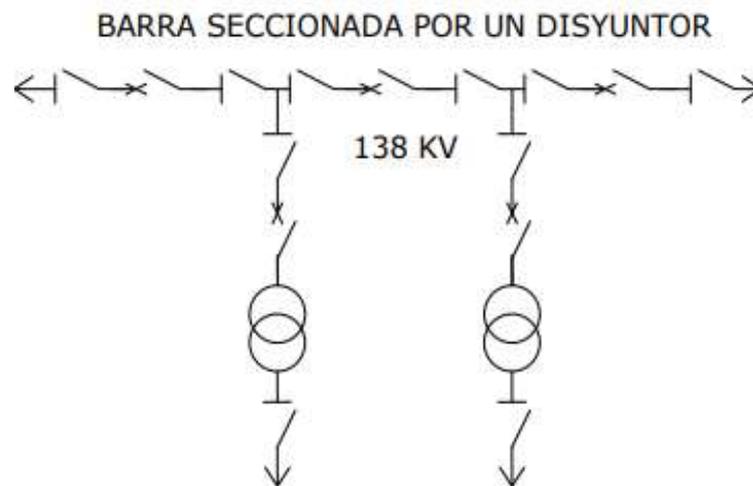


Figura. 5 Esquema Barras seccionadas
Fuente:(Espinoza Guerrero & Estupiñán Segura, 2010)

2.2.5.3. Esquema de barra simple con seccionadores de derivación.

Similar al esquema de barra simple con la diferencia que en los tramos tienen un seccionador de derivación o también llamado By-Pass.

Ventajas:

- Similar esquema de barra simple pero permite realizar labores de mantenimiento en los tramos sin interrumpir el servicio, a través del seccionador en derivación (By-Pass).
- Requiere poco espacio físico para su construcción.

Desventajas:

- Una falla en barras interrumpe totalmente el suministro de energía.
- Las aplicaciones de barra exige la salida de la subestación en su totalidad.

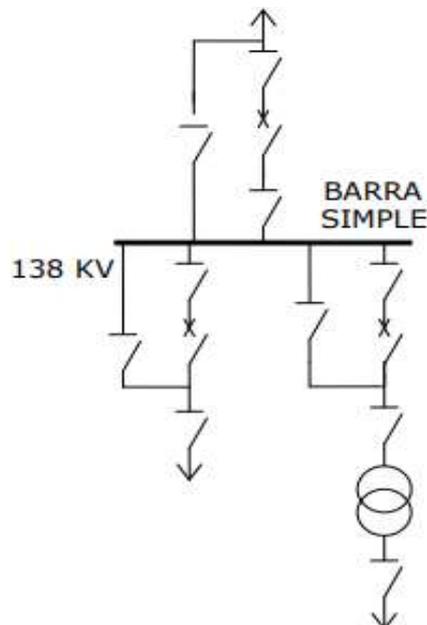


Figura. 6 Esquema Barra simple con seccionadores de derivación.
Fuente:(Espinoza Guerrero & Estupiñán Segura, 2010)

2.2.5.4. Esquema de doble barra o mixta

Está constituido por dos barras principales, las cuales se acoplan entre si mediante un disyuntor y sus seccionadores asociados.

Ventajas:

- Las labores de mantenimiento pueden ser realizadas sin interrumpir el servicio.
- Facilita el mantenimiento de seccionadores de barras.

Desventajas:

- Requiere de gran espacio físico para su construcción.

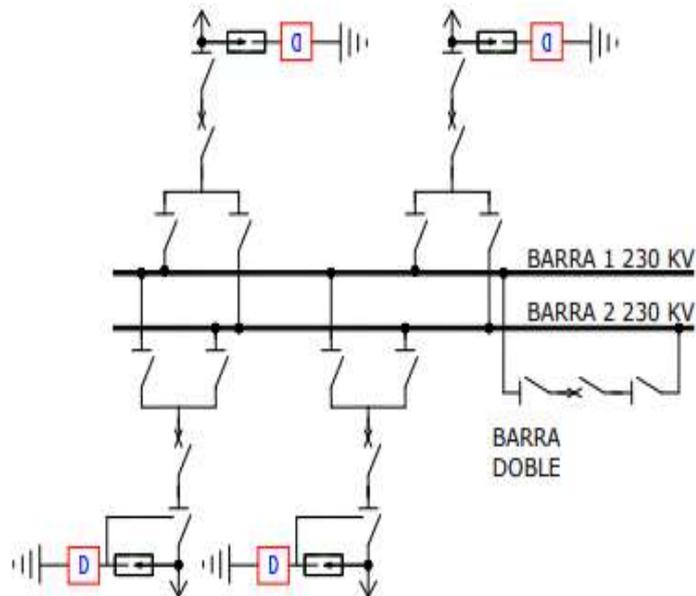


Figura. 7 Esquema de doble barra o mixta
Fuente:(Espinoza Guerrero & Estupiñán Segura, 2010)

2.2.5.5. Esquema de barra principal y transferencia.

Está constituido por una barra principal y una barra de transferencia que permite la transferencia de tramos.

Ventajas:

- Permite la transferencia de carga de un tramo a otro, durante el mantenimiento del disyuntor correspondiente.
- Facilita el mantenimiento de seccionadores de línea y transferencia, afectando únicamente el tramo asociado.

Desventajas:

- Para la realización del mantenimiento de las barras y los seccionadores asociados es necesario desenergizar totalmente la barra.

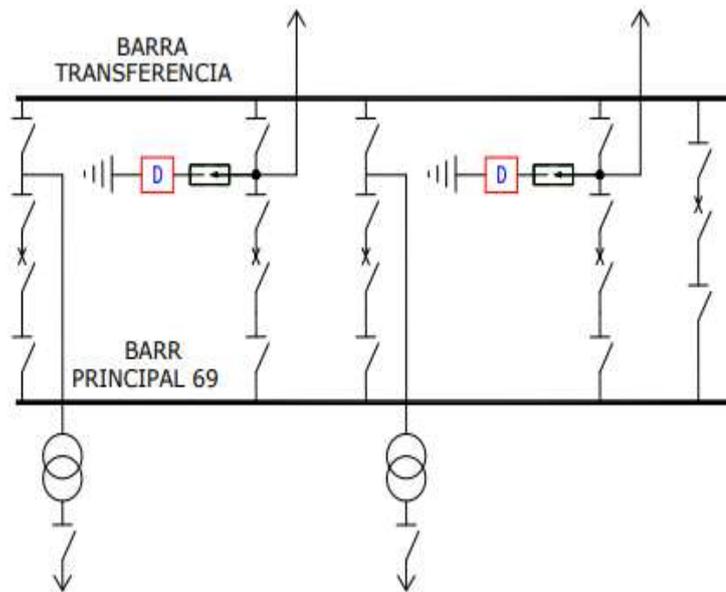


Figura. 8 Esquema de barra principal y transferencia
Fuente:(Espinoza Guerrero & Estupiñán Segura, 2010)

2.2.5.6. Esquema de barra doble con disyuntor y medios de salida.

Este esquema está constituido por dos barras principales interconectadas a través de dos disyuntores y en medio de los mismos están conectadas las salidas.

Ventajas:

- No necesita tramo de enlace de la barra.
- El mantenimiento de un disyuntor se puede realizar sin que salga de servicio el tramo correspondiente.

Desventajas:

- Requiere gran espacio físico para su construcción.(Espinoza Guerrero & Estupiñán Segura, 2010)

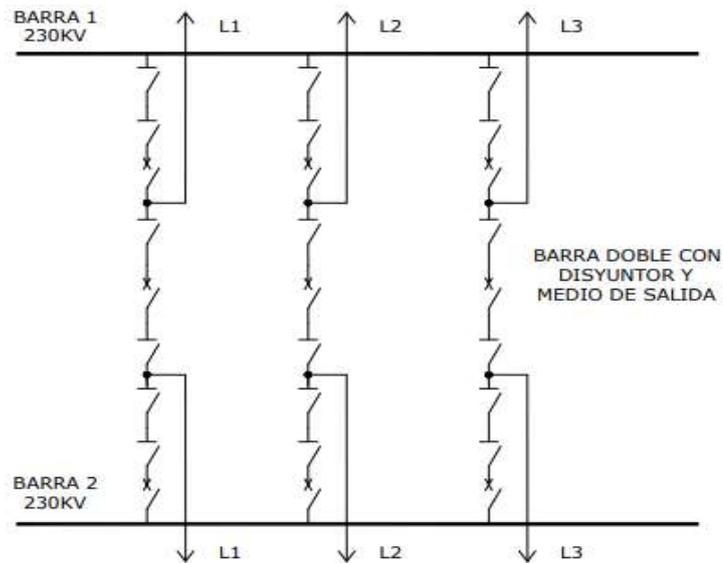


Figura. 9 Esquema de barra doble con disyuntor y medios de salida
Fuente:(Espinoza Guerrero & Estupiñán Segura, 2010)

2.3. Componentes de la Subestación

Una subestación eléctrica está constituida por un conjunto de elementos tanto de control, de potencia y servicios auxiliares que permiten monitorear y maniobrar el sistema eléctrico de potencia, los cuales se presentaran a continuación:

2.3.1 Transformador

El transformador de potencia es el elemento más importante de una subestación, es una maquina eléctrica estática que funciona por el efecto de inducción magnética. Está formado por dos bobinas, denominadas devanados. Uno es devanado primario, al que se le aplica tensión de entrada y por el otro circula una corriente que induce un campo magnético en el núcleo. El otro es el devanado secundario en el que el campo magnético producido por el primario induce corriente en la bobina, de forma que en sus bornes se genera una tensión proporcional a la del primario, en función del número de espiras de un devanado respecto al otro.(Castillo, 2018)



Figura. 10 Transformador de potencia
Fuente:(Partiluz S.A., 2019)

2.3.1.1. Partes de un transformador

Un transformador de potencia consta de numerosas partes; entre las principales encontramos las siguientes:

1. Núcleo
2. Devanados
3. Cuba
4. Aletas de refrigeración
5. Aceite
6. Depósito de expansión
7. Aisladores
8. Junta
9. Conexiones
10. Nivel de aceite
11. Termómetro
12. Termómetro

- 13. Grifo de vaciado
- 14. Grifo de vaciado
- 15. Cambios de tensión
- 16. Relé buchholz
- 17. Cáncamos de transporte
- 18. Desecador de aire
- 19. Tapón de llenado
- 20. Puesta a tierra

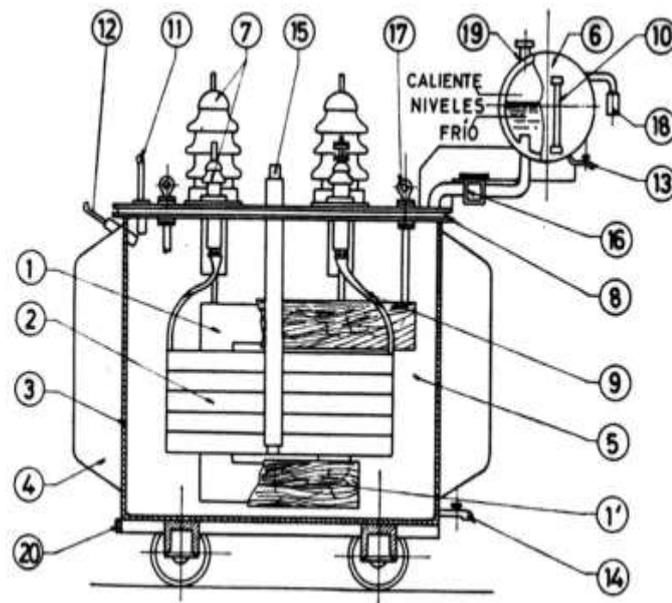


Figura. 11 Partes de un transformador
Fuente: (Premier Tech, 2016)

2.3.1.2. Transformador de servicios auxiliares

El transformador de servicios auxiliares de una subestación permite el suministro de energía en baja tensión hacia el cuarto de control y el sistema de iluminación, alimentándose directamente de una línea de alta tensión y reduciendo a niveles entre 120-240 VAC, en la siguiente figura se muestra el transformador auxiliar de 15KV de la empresa TECNOVA S.A.



Figura. 12 Transformador de servicios auxiliares
Fuente: El autor

2.3.1.3. Transformador de medida.

Los transformadores de medida se utilizan para transformar la magnitud que se quiere medir (Tensión o Intensidad) a un valor proporcional a ésta y utilizados en el orden de (5A o 110V), separando los circuitos de medida de los que están a la tensión de la instalación. Los devanados primarios y secundarios están eléctricamente separados, solamente con el circuito magnético común. Se utilizan también para la conexión de relé de protección que no pueden soportar intensidades de corrientes ni tensiones elevadas.

- **Transformador de tensión**

Es un transformador reductor en el que el primario se conecta a la tensión a medir y el secundario a un voltímetro o a los aparatos voltímetros de los elementos de medición. En tensiones mayores o iguales a 220 kv se utiliza transformadores de tensión capacitivos. Este sistema permite utilizar la línea de A.T. Para comunicación y telemando, la relación de transformación será dada por:

$$\text{La tensión del primario } V_1 = \frac{N_1}{N_2} V_2$$

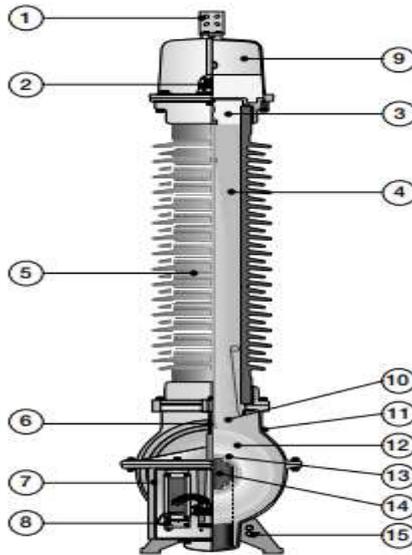


Figura. 13 Transformador de tensión EMF 145
Fuente:(ABB, 2017)

Donde:

1. Borne primario
2. Luz de aviso del nivel de aceite
3. Aceite
4. Relleno de cuarzo
5. Aislador
6. Tornillo de enganche
7. Caja de bornes secundarios
8. Terminal de neutro
9. Sistema de expansión
10. Aislamiento de papel
11. Tanque
12. Devanado primario
13. Núcleo
14. Conexión a tierra

- **Transformador de intensidad**

Es un transformador con muchas más espiras en el secundario que en el primario lo cual está, en muchos casos, formado por el propio conductor de la red. El secundario se conecta a un amperímetro o a los circuitos amperimétricos de los aparatos de medición.

Del La intensidad del primario $I_1 = \frac{N_1}{N_2} I_2$

Se utilizan siempre en alta tensión. En baja tensión se utilizan para medir grandes cantidades de intensidad, siendo la intensidad secundaria máxima 5 amperios. En los transformadores en alta tensión, se conecta a tierra el secundario para proteger el devanado en caso de descarga de tensión de primario a secundario. (Trasancos, 2016)

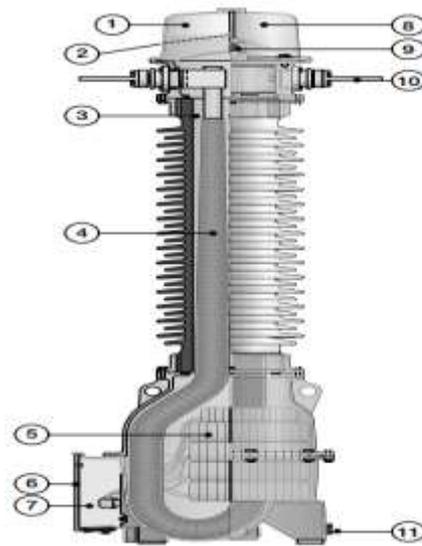


Figura. 14 Transformador de Intensidad
Fuente: (ABB, 2017)

Donde:

1. Colchón de gas
2. Unidad de relleno de aceite
3. Relleno de cuarzo
4. Conductor primario
5. Núcleos/devanados secundario

6. Caja de bornes secundario
7. Toma de tensión capacitiva
8. Vaso de expansión
9. Luz de aviso de nivel aceite
10. Borne primario
11. Borne de tierra

2.3.2 Elementos de maniobra y corte.

Se entiende por elementos de maniobra y corte aquellos mecanismos destinados a interrumpir o facilitar el paso de la corriente eléctrica entre un receptor y su alimentación. Dichos elementos se instalan intercalados entre los receptores y sus circuitos correspondientes, dentro de estos elementos encontramos dispositivos tales como:

- Interruptores manuales.
- Cortacircuitos fusibles de accionamiento manual o cualquier otro sistema aislado que permita estas maniobras, siempre que tengan poder de corte y de cierre adecuado e independiente del operador.

2.3.3. Seccionadores

Son dispositivos contruidos para abrir o cerrar un circuito por el que circula corriente eléctrica y son capaces de conectar o desconectar un circuito en carga. Su aplicación más importante se da en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformaciones. Su función de estas instalaciones es advertir visualmente a los operarios si la instalación se encuentra sin tensión ni corriente, asegurando así las labores de mantenimiento y reparación.

2.3.3.1. Tipos de seccionadores

Según su forma constructiva y sus características eléctricas se distinguen los siguientes tipos:

- Seccionador de cuchilla.- Se utilizan en media y alta tensión y pueden ser de accionamiento manual o telemandado.



Figura. 15 Seccionador de cuchilla
Fuente: (Ramírez, 2016)

- Seccionador deslizante. Este seccionador frente a los de cuchilla se produce en dirección longitudinal de abajo hacia arriba, presentan una capacidad de corte menos que los seccionadores de cuchilla giratorias.



Figura. 16 Seccionador deslizante.
Fuente: (Ramírez, 2016)

- Seccionador de columna giratorio.- Este se diferencia porque la pieza aislante realiza el movimiento de manera solidaria a la cuchilla. Están pensados a funcionar en interperie a tensiones superiores a 30 KV.(Ramírez, 2016)



Figura. 17 Seccionador de columna giratorio
Fuente: (Ramírez, 2016)

2.3.4. Interruptor de potencia

Los interruptores de potencia, como ya se mencionó, interrumpen y restablecen la continuidad de un circuito eléctrico. La interrupción la deben efectuar con carga o corriente de corto circuito. Se construyen en los tipos generales:

- Interruptores de aceite
- Interruptores neumáticos
- Interruptores de hexafluoruro de azufre

2.3.4.1. Interruptores de aceite

Los interruptores de aceite se pueden clasificar en tres grupos.

- Interruptor de gran volumen de aceite.
- Interruptor de gran volumen de aceite con cámara de extinción.
- Interruptor de pequeño volumen de aceite.

2.3.4.1.1. Interruptor de gran volumen de aceite.

Los interruptores reciben ese nombre debido a la gran cantidad de aceite que contiene, generalmente se construyen en tanques cilíndricos y pueden ser monofásicos o trifásicos. Los trifásicos son para operar a voltajes relativamente pequeños y sus contactos se encuentran contenidos en un recipiente común, separados entre sí por separadores (aislantes).

Por razones de seguridad en tensiones elevadas se emplean interruptores monofásicos (uno por base en circuitos trifásicos). Las partes fundamentales de estos interruptores son:

- Tanques o recipientes (1)
- Boquillas y contactos fijos (2-5)
- Conectores (elemento de conexión al circuito) (3)
- Vástago y contactos móviles (4-6)
- Aceite de refrigeración (7)

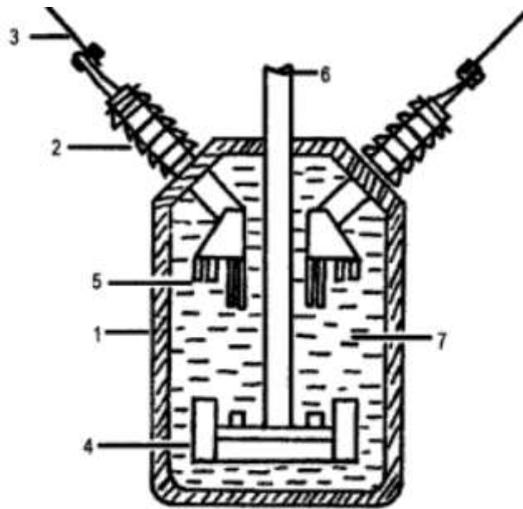


Figura. 18 Interruptor de gran volumen de aceite
Fuente: (Harper, 2006)

2.3.4.1.2. Interruptor de gran volumen de aceite con cámara de extinción.

Estos interruptores originan fuertes presiones internas que en algunas ocasiones pueden ocasionar explosiones. Para disminuir estos riesgos se idearon dispositivos donde se forman las burbujas de gas, reduciendo las presiones a un volumen menor. Estos dispositivos reciben el nombre de cámara de extinción y dentro de estas cámaras se extingue el arco.

En la siguiente figura se muestra el interruptor de gran volumen de aceite con cámara de extinción.

1. Parte interna de la boquilla que soporta la cámara.
2. Cuerpo de la cámara.

3. Contacto fijo dentro de la cámara.
4. Costillas de refuerzo de la cámara.
5. Contacto móvil.
6. Elemento de cierre de la cámara.
7. Aceite en el interior de la cámara.

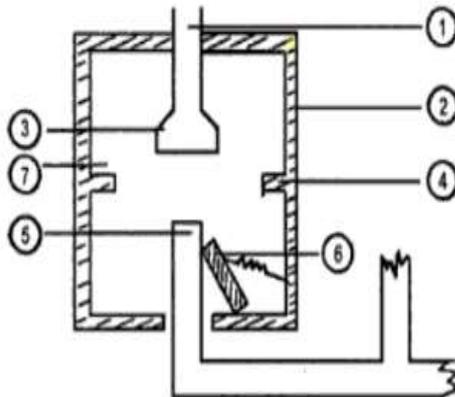


Figura. 19 Elementos principales de la cámara de extinción
Fuentes: (Harper, 2015)

2.3.4.1.3. Interruptor de pequeño volumen de aceite.

Estos interruptores contiene una pequeña cantidad de aceite en comparación a las de gran volumen (su contenido de aceite varía entre 1.5 y 2.5% del que contiene los de gran volumen). Se construye para diferentes capacidades y voltaje de operación y su construcción es básicamente una cámara de extinción modificada que permite mayor flexibilidad de operación.

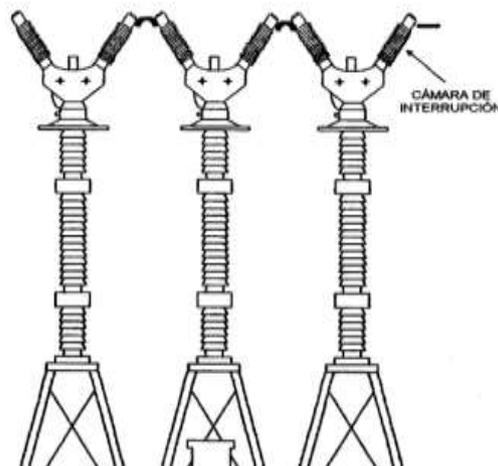


Figura. 20 Interruptor de pequeño volumen de aceite
Fuentes: (Harper, 2006)

2.3.4.2. Interruptor neumático

En estos interruptores el medio de extinción del arco es el aire a presión.

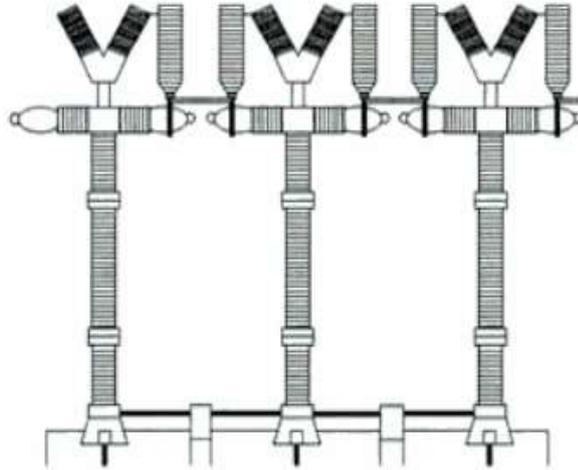


Figura. 21 Interruptor neumático
Fuentes: (Harper, 2006)

El aire a presión se obtiene por un sistema de aire comprimido que incluyen uno o varios compresores, se fabrican monofásicos y trifásicos para uso interior o exterior. El proceso general se puede comprender con ayuda de la siguiente figura:

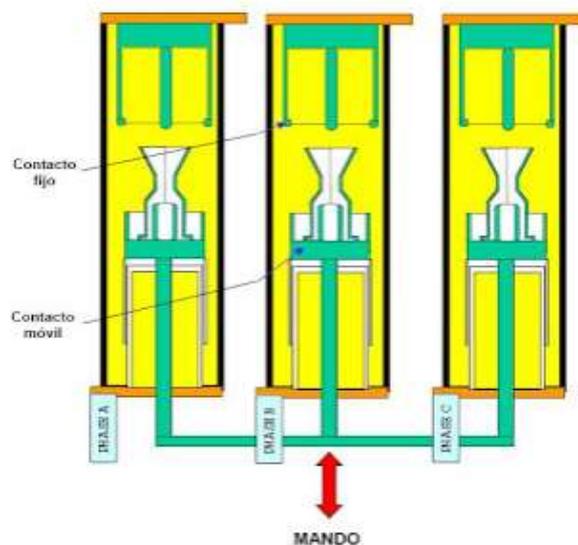


Figura. 22 Proceso de funcionamiento del interruptor neumático
Fuentes: (Harper, 2006)

2.3.4.3. Interruptor de hexafluoruro de azufre (SF6)

Este interruptor tiene excelentes propiedades aislantes y para extinguir arcos eléctricos. Este interruptor representa una solución ventajosa, funcional y económica.

Otra gran ventaja es el mantenimiento relativamente reducidos en comparación a otros interruptores. Se fabrican en tensiones de hasta 800KV y corrientes de cortocircuito de hasta 63KA con dos cámaras de interrupción por polo. Cada polo de un interruptor consiste ya sea de una, dos o cuatro cámaras interruptivas arregladas en serie. El uso de este tipo de interruptores se ha hecho extensivo en las subestaciones eléctricas de alta tensión pero también en aquellos de mediana tensión usadas frecuentemente en aplicaciones industriales. (Harper, 2006)

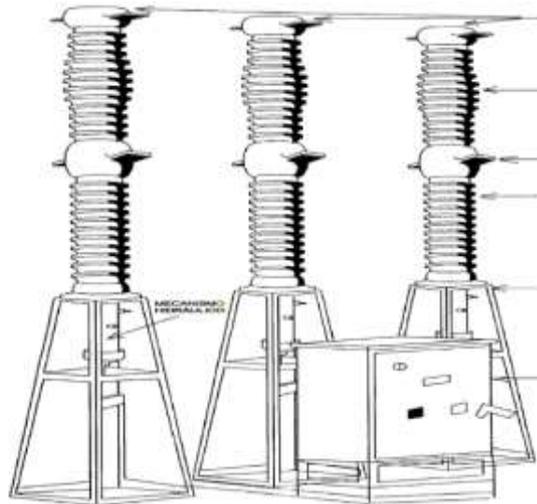


Figura. 23 Interruptor de SF6
Fuentes: (Harper, 2006)

2.3.5 Aisladores

Los aisladores son elementos de un sistema eléctrico, que son los encargados de soportar mecánicamente los elementos y conductores que se encuentran en tensión en condiciones normales de servicio, aislándolos eléctricamente entre si y de otros elementos conductores puestos al potencial de tierra. Los tres principales materiales son los siguientes:

- **Aisladores de porcelana.-** La porcelana fue el primer material empleado en la fabricación de aisladores. Se trata de una porcelana especial, conocida como electrotécnica, formada por una mezcla de arcilla plástica (caolín, arcillas inglesas), cuarzo y feldespatos en polvo fino. Cada uno de estos materiales constituyentes es responsable de diferentes propiedades de la porcelana. Así, la cantidad de feldespatos influye en la rigidez dieléctrica, el cuarzo en la resistencia mecánica, y la arcilla en la resistencia a los cambios de temperatura. (Meythaler & Augusto, 2019)



Figura. 24 Aislador de porcelana
Fuente: (Megaelectric, 2019)

- **Aisladores de vidrio.-** Los aisladores está compuesto por una mezcla de sílice, carbonato de calcio y de sodio y otros materiales, como el sulfato de bario y la alúmina, junto con una pequeña cantidad de agua. El precio de los aisladores de vidrio es reducido en comparación de la porcelana, su transparencia facilita el control visual de su fabricación a la luz y en general, en funcionamiento da la posibilidad de presentar defectos visibles, como no puede suceder con la porcelana de haber una grieta. (Meythaler & Agosto, 2019)



Figura. 25 Aislador de porcelana
Fuente:(Megaelectric, 2019)

- **Aisladores de polímeros.-**

Este tipo de aisladores están contruidos de fibra de vidrio reforzada con resina epoxilítica que proporcionan una gran resistencia mecánica y a su vez consta de una cubierta polimérica la cual actúa como protección para condiciones abrasivas y en sus extremos consta de conectores metálicos.

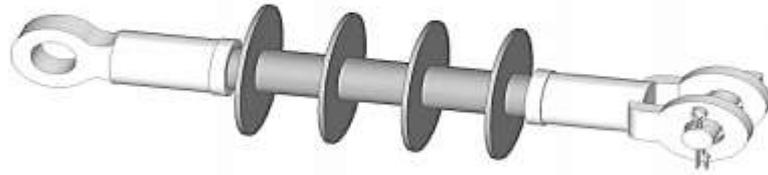


Figura. 26 Aislador de polímeros
Fuente:(Megaelectric, 2019)

2.3.5.1. Tipos de aisladores

Los aisladores más importantes ya sean de porcelana o vidrio para línea de transmisión de alta tensión son los siguientes:

- **Aisladores de espiga o vástago tipo pedestal.-** Este tipo de aislador es el más usado en las líneas de transmisión también se lo conoce como line Post, su nombre se debe a que se encuentra sostenido por un vástago, este aislador está ubicado en la cruceta de la torre de transmisión en zonas de alta incidencia de descarga atmosférica y su fabricación puede ser de vidrio o porcelana, está conformado por dos o más piezas unidas con una base metálica rígida siendo desmontable en forma de poste, la longitud o número de piezas dependerá del nivel de voltaje que opera la línea de transmisión, las dimensiones(distancia de fuga de arco) se basa en la norma ANSI C29.6-7. Este elemento es diseñado para trabajar con voltaje de servicio de hasta 110KV prevaleciendo en ellos la distancia en fugas sobre la resistencia en formación de arcos, siendo los más idóneos en el medio ambiente.



Figura. 27 Aislado tipo espiga o vástago
Fuente: (Saverio, 2014)

- **Aisladores de suspensión.-** El aislador de suspensión o también llamado de cadena está conformado por una serie de discos y su nombre se debe a que el último disco se suspenderá el conductor o la línea, este número dependerá de la tensión que haya en la línea, las cadenas de este tipo de aislador son móviles que se dan en su punto de unión al soporte permitido y que el esfuerzo de flexión sea amortiguado, este elemento es el más empleado en media y alta tensión, se debe a que admite elevar la tensión de operación con solo aumentar la longitud de la cadena, el aislador de suspensión al ocasionarse un daño en algún disco no interrumpe el servicio eléctrico, permitiendo un mantenimiento correctivo muy económico, con solo cambiar un elemento del aislador este queda habilitado para su funcionamiento.



Figura. 28 Aisladores de suspensión
Fuente: (Saverio, 2014)

- **Aislador de tracción.**- Este tipo de aislador se utiliza en los tirantes de las líneas de alta, su material de fabricación puede ser de porcelana, madera o aleaciones combinadas con diferentes tipos de aislantes, este tipo de elemento se lo utiliza mucho en la construcción del sistema eléctrico de alumbrado público. (Saverio, 2014)



Figura. 29 Aislador de tracción
Fuente: (Saverio, 2014)

2.3.6. Herraje

Se consideran herrajes todos los elementos utilizados para la fijación de los aisladores al apoyo y al conductor, los elementos de fijación del cable de tierra y los elementos de protección eléctrica de los aisladores, los aisladores de los conductores, no deben cuando están sometidos a la corriente máxima en el régimen permanente o a las corrientes de cortocircuito, manifestar aumento de temperatura mayores que los conductores asociados. De la misma forma, la caída de tensión en los extremos de los herrajes que transportan corrientes, no deben ser superados a la caída de tensión de los extremos de una longitud equivalente al conductor. Los principales herrajes utilizados para fijar las cadenas de los aisladores hacia las torres son los grilletes, horquillas de bola y anillo de bola. (Mohíno, 2009)



Figura. 30 Tipos de herraje para líneas de alta tensión
Fuente :(FEM S.A.S., 2016)

2.3.7. Conductor

Es un elemento en el que se transporta la energía eléctrica y se fabrican a partir de alambres, cumpliendo siempre con las características eléctricas y mecánicas adecuadas, además de ofrecer una elevada resistencia a la corrosión atmosférica. Todo material empleado como conductor para líneas aéreas de alta tensión deben cumplir con las siguientes características:

- Ofrecer una resistencia muy baja para reducir y limitar las pérdidas por calentamiento.
- Poseer una resistencia mecánica acorde a los esfuerzos a los que va a ser sometida, a lo largo de su vida útil.

2.3.7.1. Tipos de conductores

Para líneas de alta tensión pueden encontrarse dos tipos de conductores:

- **Conductores desnudos.-** Generalmente empleado para líneas aéreas de alta tensión.
- **Conductores aislados.-** Empleados en algunos casos especiales para líneas aéreas y de uso general en líneas subterráneas de alta tensión.

2.3.7.2. Conductores desnudos, naturaleza, características mecánicas y eléctricas

Se conoce como conductor desnudo a aquellos cables que carecen de recubrimiento que aislé al conductor del medio. Es la topología de conductor más empleado en redes

de alta tensión. Pese a que actualmente se está avanzando en el estudio de nuevos materiales, el aluminio es el material más empleado para la ejecución de tendidos eléctricos, sin embargo este material presenta una resistencia mecánica limitada por lo que generalmente se combina con alambres de acero, de esta forma se consigue una buena conductividad eléctrica proporcionada por el aluminio y una resistencia mecánica suficiente gracias al alambre de acero.

Los conductores de aluminio con alma de acero están formados por varios hilos conductores entrelazados convenientemente, el cable se conforma trenzando varios hilos de igual sección de forma helicoidal, formando varias capas. A la parte central del cable formado por varios hilos conductores se conoce por alma o núcleo.

Los parámetros y características que deben conocerse del conductor son:

- **Sección.-** Es la suma de las secciones de los hilos que lo conforman, si se conoce el diámetro de los hilos y el número de ellos se puede calcular la sección del cable con la siguiente ecuación:

$$S = \frac{n * d^2}{4} * Nmm^2$$

Donde:

d: es el diámetro de los hilos

N: es el número de hilos

- **Diámetro del cable.-** Es el diámetro del círculo circunscrito del cable.
- **Diámetro de los hilos.-** Se refiere al diámetro de cada hilo que forma el conductor. Debido a que los cables se construyen en secciones comerciales, el diámetro puede no ser normalizado.
- **Peso.-** Para los conductores eléctricos el peso se expresa en kilogramos por kilómetro de conductor(kg/km)



Figura. 31 Conductores de aluminio con alma de acero
Fuente: (González, 2017)

Para evitar problemas de rotura se emplean cables mixtos de aluminio con alma de acero de uno o varios alambres o hilos, las formaciones de aluminio y acero más usados son:

- **Cable 1+6.-** Donde el conductor está compuesto por un hilo de acero y seis hilos de aluminio.
- **Cable 7+30.-** Conductor conformado por siete alambres de acero y 30 de aluminio. Cuya disposición de un hilo de acero central, recubierto por otros seis para el alma y dos capas súper puestas de hilos de aluminio de 12 y 18 alambres.
- **Cable 7+54.-** Formado por un hilo central de acero, envuelto por otros seis y tres capas de aluminio de 12,18 y 24 hilos.

Existe una nomenclatura para diferenciar la constitución de los conductores. De tal sentido se expone lo siguiente:

- Conductor de aluminio puro (99.7% de pureza) AAC.
- Conductor homogéneo de aleación de aluminio (contiene cantidades pequeñas de silicio y magnesio) AAAC.
- Conductor mixto con alma de acero (alma de acero galvanizado recubierto por capas de aluminio puro) ACSR.

2.3.7.3. Conductores aislados

Este tipo de conductor prevee su utilización en los siguientes casos:

- Zonas boscosas o ecológicamente protegidas.
- Instalaciones provisionales para obras con proximidad de maquinaria móvil.
- Zonas no urbanas con elevada contaminación.
- Zonas cerradas o recintos, tales como fábricas o instalaciones industriales, donde existe circulación.
- Instalaciones provisionales en zonas urbanas.
- Dentro de núcleos urbanos.

También podrán emplearse conductores unipolares aislados en trazados aéreos, en aquellas zonas donde no sea posible técnicamente o resulte económicamente inviable la construcción de líneas subterráneas.(González, 2017)

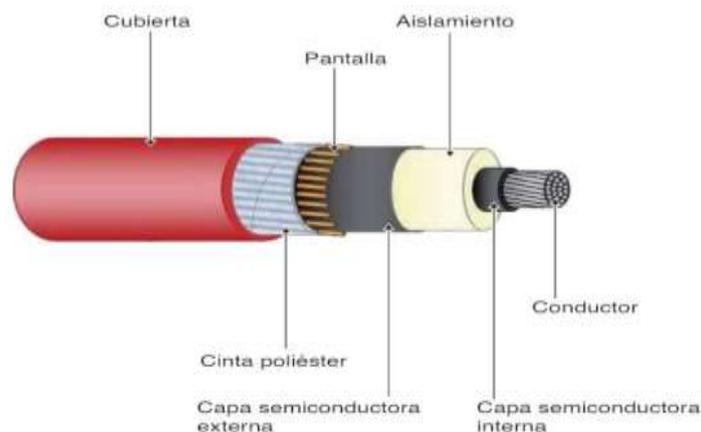


Figura. 32 Conductor de alto voltaje aislado
Fuente: (González, 2017)

2.3.8. Hilos de guarda y pararrayo

El hilo de guarda y el pararrayo son sistemas de protección contra descargas atmosféricas. Las subestaciones eléctricas se interconectan a través de líneas de transmisión y distribución a través de torres en las cuales en su parte superior van instaladas las llamadas hilos de guarda. El cable de tierra o hilo de guarda constituye una jaula de Faraday incompleta que protege a la línea contra sobretensiones de tipo atmosféricas.

En líneas de alta tensión se define al hilo de guarda como un conductor conectado a tierra en algunos o todos los apoyos, dispuestos generalmente, aunque no necesariamente, por encima de los conductores de fase, con el fin de asegurar una determinada protección frente a las descargas atmosféricas. En las líneas de 69kv o inferiores, la efectividad del cable de guarda es muy dudosa, ya que si el rayo cae sobre la línea se produciría el llamado cebado inverso (la impedancia de onda de la y de la fase alcanzada quedan en paralelo) y además si el rayo cae en proximidades, la sobretensión inducida es mayor que el nivel de aislamiento.



Figura. 33 Hilo de guarda en líneas de A.T.
Fuente:(Jesús Trashorras Montecelos, 2013)

El pararrayo autoválvula es un elemento destinado a proteger las líneas aéreas, las líneas subterráneas y los centros de transformación de sobre tensiones producidas por descargar atmosféricas. Los pararrayos más utilizados son de óxido metálico sin explosores, están constituidos por resistencias de características altamente no lineales, óxido de zinc y la envolvente externa suele ser polimérica (goma siliconada).

El pararrayo consiste en una resistencia variable con la tensión que en condiciones normales es de alto valor impidiendo que la corriente se derive a tierra por ella. Al subir de forma brusca la tensión, dicha resistencia baja de valor, con lo que la corriente puede circular fácilmente a tierra. El pararrayos como dispositivo de protección de sobretensiones limita las mismas a valores seguros para el sistema, conduciendo la parte peligrosa de la onda des sobretensiones descargándola a tierra y evitando que la misma pase a la instalación. (Jesús Trashorras Montecelos, 2013)



Figura. 34 Pararrayo Autoválvula
Fuente:(INAEL, 2019)

2.3.9. Sistema de mando de una subestación

En subestaciones, el mando de corte puede realizarse de las siguientes formas:

- Mando por pértiga (no es habitual)
- Mando mecánico
- Mando neumático

El mando puede ser accionado local (junto al apartado de corte) o a distancia (desde el centro de control de la propia subestación o por telemando desde el centro de control centralizado). La mayoría de los apartados de corte de las subestaciones disponen de mando eléctrico y su accionamiento se puede realizar de forma local o distancia, aunque es realizarlo a distancia de seguridad. (López, 2012)

Los tableros de control son tableros modulares para el control y protección de los servicios de corriente alterna de 120 V y a su vez los servicios de corriente continua a 48V. En estos tableros se encuentra el sistema de control y maniobra de la subestación y en los cuales están ubicados los relés de protección y los elementos de comunicación de la subestación.



Figura. 35 Tablero de control subestación Tecnova
Fuente: Tecnova S.A.

Es importante indicar que la lámpara de los conmutadores de mando está apagada cuando la posición del conmutador coincide con la posición del apartado de corte, todos los interruptores y seccionadores y seccionadores están en la posición que marcan sus conmutadores de mando.

2.3.10. Relé de protección

La protección de las subestaciones está a cargo de los relés electrónicos. Estos equipos están constantemente midiendo la tensión y la corriente, se configuran para detectar distintas fallas como puede ser un corto circuito, sobre y baja tensión, cambios de la frecuencia entre otros. Según la configuración cargada en el relé, éste puede activar la apertura del interruptor o enviar una alarma al centro de control de la subestación, para despejar la falla. Debemos considerar que es posible activar los interruptores y seccionadores de forma remota. Por lo general, estos equipos tienen pequeños motores eléctricos que activan los dispositivos de apertura, estos pueden ser accionados desde el centro de control que puede estar en la misma subestación o a kilómetros de distancia.(Blanco, 2016)



Figura. 36 Relé de protección SEL-587

Fuente: Tecnova S.A.

2.3.11. Servicios auxiliares de una subestación eléctrica

Se definen como el conjunto de instalaciones y equipos que sirven para alimentar cargas en baja tensión de corriente alterna y continua necesarias para la operación de la subestación. Se debe garantizar que en condiciones normales, de falla o mantenimiento, existan fuentes que alimenten las cargas que se consideran indispensable. También es importante resaltar que la confiabilidad de estos debe ser mayor a la de la subestación. (Viteri Toquica et al, 2017)

2.3.11.1. Banco de baterías

Las baterías que se emplean para alimentar los servicios propios en D.C. en subestaciones pueden ser del tipo plomo acido o alcalinas (níquel-cadmio), las cuales forman un banco con la cantidad y características eléctricas requeridas para alimentar las cargas de servicios propios durante un lapso de 8 horas cuando por algún motivo se interrumpa el servicio a través de los cargadores. Los principales requisitos que deben cumplir las baterías son las siguientes:

- Los recipientes deberán tener un tapón, el cual deberá permitir la libre salida de los gases producida durante la carga e impida la salida de electrolitos por salpicaduras interna o inclinación del recipiente. Mediante su remoción, el acceso necesario para el agregado de electrolito y dimensión de la densidad del mismo.
- Los terminales de batería deben ser de plomo en el caso de plomo-ácido y de hierro niquelado cuando se trate de baterías alcalinas.

- Las barras de interconexión entre baterías o celdas deberá ser de cobre electrolítico capaces de conducir la máxima corriente de descarga durante el tiempo de régimen.



Figura. 37 Banco de baterías subestación Tecnova
Fuente: Tecnova S.A.

2.3.11.2. Cargador de baterías

La función principal de este equipo es transformar la corriente alterna a corriente continua para mantener los niveles de voltaje y corriente nominal del banco de baterías y mantener su nivel de carga de manera constante. Los principales requisitos que deben cumplir los cargadores de baterías que se emplean para alimentar los equipos de servicios en corriente directa en las subestaciones eléctricas son los siguientes:

- Deben estar diseñados para servicio interior y contenidos en gabinetes metálicos auto soportados que impidan el paso de objetos extraños al interior del mismo.
- El gabinete debe ser tratado y pintado debidamente, a fin que evite la corrosión que pueda ocasionar el medio ambiente en donde se encuentra ubicado



Figura. 38 Cargador de baterías
Fuente: Tecnova S.A.

Es necesario determinar con exactitud las características eléctricas de los aparatos o dispositivos que serán alimentados por el banco de batería, así como el ciclo de operación de ellos. Las principales cargas que estarán conectadas son:

- Bobinas de cierre de interruptores.
- Bobinas de disparo de interruptores.
- Luces piloto de señalización.
- Relevadores de protección.
- Relevadores auxiliares.
- Cuadros de alarma.

Se puede usar hasta en 125 voltios como valor nominal de tensión para los equipos de servicios propios en corriente directa para todas las operaciones, independientemente del nivel de tensión al cual estén diseñadas (69, 115, 230, 500 KV). (Enriquez, 2004)

2.3.11.3. Sistema de protección contra incendio

Un sistema contra incendio se refiere al conjunto de subsistemas, componentes y elementos de protección preventiva o correctiva, activa o pasiva, manual o automática, que ayudan a detectar y/o extinguir un incendio así como limitar su propagación.

En la protección contra fuego de una subestación se debe tener en cuenta dos zonas; una zona es el área de control y la otra es el resto de la subestación. Para la segunda zona se utilizan extintores portátiles, cargados con dióxido de carbono a presión, que se reparten y fijan alrededor del área de alta y baja tensión. Para transformadores de bajo de 10 MVA donde exista uno o más se requiere un extintor portátil.(Palacios & Luis, 2017)



Figura. 39 Sistema contra incendio subestación Tecnova
Fuente: Tecnova S.A.

2.4. Sistema de puesta a tierra

Un sistema de puesta a tierra consiste en un conjunto de elementos que proporcionan un camino de baja impedancia entre los elementos que se desean conectar a tierra y la tierra en sí misma. Esto significa que en caso de un fallo a tierra, la intensidad circulará por el sistema puesta a tierra fácilmente que por otro sistema, por ejemplo el cuerpo humano.

El objetivo fundamental de los sistemas de puesta a tierra es mantener la seguridad tanto de las personas que por algún motivo deban estar en contacto con alguno de los diversos componentes de las líneas de alta tensión, como de los distintos equipos que conforman la subestación asegurando de esta manera, la continuidad del servicio ante un fallo de toma a tierra.

Por lo general, un sistema de puesta a tierra está constituido por un conjunto de electrodos enterrados en el suelo, de manera que se asegura el contacto con la tierra por un conductor que conecta los electrodos entre sí y por los elementos que se quieran

poner a tierra. El sistema puede ser neutro aislado, neutro puesto a tierra mediante impedancia, neutro rígido a tierra, etc.

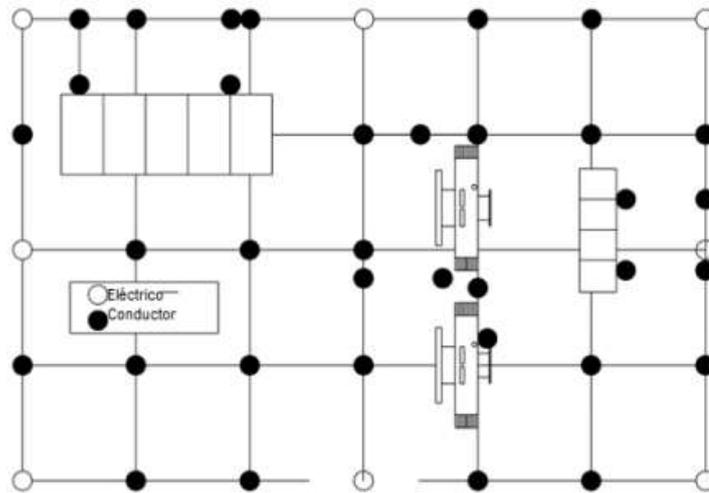


Figura. 40 Malla de puesta a tierra
Fuente: (Pérez, 2013)

2.4.1 Resistencia del terreno parasistemas de puesta a tierra

Como se ha apuntado antes, para garantizar la seguridad de personas y equipos frente a fallos de puesta a tierra se deben realizar distintas medidas sobre el sistema de puesta a tierra y la resistividad del terreno.

La resistividad del terreno es fundamental para realizar un correcto diseño y mantenimiento del sistema de puesta a tierra. Es importante tener en cuenta que las características del suelo varían en función de factores ambientales como son la humedad y la temperatura, por lo que la resistividad no será constante no será constante a lo largo del tiempo, pudiendo cambiar al variar las características del terreno. También se tendrá en cuenta que la resistividad dependerá del tipo de suelo por lo que ante las mismas condiciones ambientales, la resistividad el terreno podría diferir de un punto a otro, dependiendo del tipo de suelo y en cada punto.(Pérez, 2013)

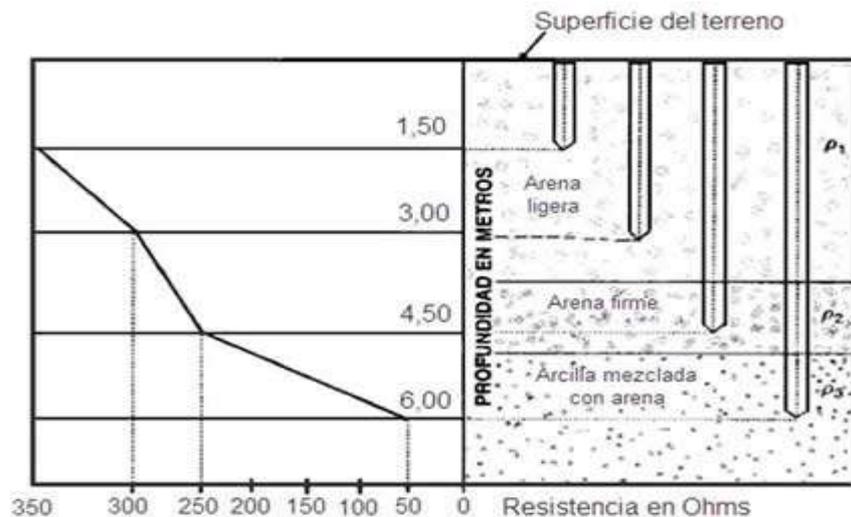


Figura. 41 Resistencia del suelo de acuerdo al terreno
Fuente: (Pérez, 2013)

2.4.2. Requisitos que debe cumplir un sistema de puesta a tierra

Los principales requisitos que deben cumplir los sistemas de puesta a tierra son los siguientes:

- Los elementos metálicos que no forman parte del de las instalaciones eléctricas, no podrán ser incluidos como parte de los conductores de puesta a tierra. Este requisito no excluye el hecho de que se deben conectar a tierra, en algunos casos.
- Los elementos metálicos principales que actúan como refuerzo estructural de una edificación deben tener una conexión eléctrica permanente con el sistema de puesta a tierra.
- Las conexiones que van bajo el nivel del suelo en puesta a tierra, deben ser realizadas mediante soldadura exotérmica o conector certificado para tal uso.
- Para verificar que las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial cumpla con el presente reglamento, se deben dejar puntos de conexión y medición accesibles e inspeccionarles. Cuando para este efecto se construyan cajas de inspección, sus dimensiones deben ser mínimo 30cm x 30cm, o de 30 cm de diámetro si es circular y su tapa debe ser removible.
- No se permite el uso de aluminio en los electrodos de las puestas a tierra.

- Para los sistemas trifásicos de instalaciones con cargas no lineales el neutro puede sobrecargarse, esto puede conllevar un riesgo por el recalentamiento del conductor.
- Queda expresamente prohibido utilizar las instalaciones eléctricas del suelo o terrenos como camino de retorno de la corriente en condiciones nominales de funcionamiento. No se permitirá el uso de sistemas monofilares, es decir donde se tiene solo el conductor de fase y donde el terreno es la trayectoria tanto para corrientes de retornos como de fallo.
- Cuando por requerimientos de una edificación existan varias puestas a tierra, todas ellas deben estar interconectadas eléctricamente.

Para efectos del diseño de una puesta a tierra de subestaciones se deben calcular las tensiones máximas admisibles de paso, de contacto y transferidas, las cuales deben tomar como base una resistencia del cuerpo 1000Ω y cada pie como una placa de 200cm^2 aplicando una fuerza de 250N.(Robledo, 2014)

2.5. Terminología

Armadura de un cable.- revestimiento constituido por flejes o alambres, destinados generalmente a proteger el cable de los efectos mecánicos exteriores.

Bahías. Es un elemento de la subestación, conformada por equipos de maniobra (interruptores, seccionadores) y equipos de protección, control y medición.

Barra.- Una barra es un elemento de una subestación, en la que recibe o desde la cual se distribuye la energía eléctrica; pueden ser de varios niveles de voltaje: 230, 138, 69, 46 o 31.5KV.

Cable de tierra de fibra óptica (OPGW).- Cable de tierra que contiene fibras ópticas para telecomunicación. El componente puede ser cableado, tubular o una combinación entre ambos.

Conexión equipotencial.- Conexión que une partes conductoras de manera que la corriente que pueda pasar por ellas no produzca una diferencia de potencial sensible entre ambas.

Contactos directos.- Contacto de personas y animales con partes activas.

Contactos indirectos.- Contacto de personas y animales que se han puesto bajo tensión como resultado de un fallo del aislamiento.

Corriente de contacto.- Corriente que pasa a través del cuerpo humano o de un animal cuando está sometido a una corriente eléctrica.

Corriente de cortocircuito máxima admisible.- Valor de la corriente de cortocircuito que puede soportar un elemento de la red durante una corta duración especificada.

Corriente de defecto o fallo.- Corriente que circula debido a un defecto del aislamiento

Defecto a tierra o masa.- Defecto de aislamiento entre un conductor y tierra.

Empalme.- Accesorio que garantiza la conexión entre dos cables para formar un circuito continuo.

No propagación de la llama.- cualidad de un material por la que deja de arder en cuanto cesa de aplicársele la llama que provoca su combustión.

Puesta a tierra de protección.- es la conexión que tiene por objeto unir a tierra temporalmente parte de las instalaciones que están, normalmente, bajo tensión o permanentemente ciertos puntos eléctricos de servicio. Estas partes pueden ser:

- Directas: cuando no contienen otra resistencia que la propia de paso a tierra.
- Indirectas: cuando se realizan a través de resistencia o impedancia adicionales

Punto a potencial cero.- punto del terreno, a una distancia tal de la instalación de toma de tierra que el gradiente de tensión, en dicho punto, resulte depreciable, cuando pasa por dicha instalación una corriente de defecto. (Mohíno, 2009)

2.6. Definición del mantenimiento

Se entenderá como mantenimiento al conjunto de operaciones y técnicas encargadas del control y conservación de los equipos e instalaciones, con el fin de mantenerlas en funcionamiento durante el máximo tiempo al menor coste posible. Por lo tanto, cuando se habla de mantenimiento habría que empezar desde la recepción de los equipos hasta su instalación y puesta en marcha, teniendo en cuenta siempre las especificaciones técnicas del fabricante de dicho equipo. Dentro de las funciones del mantenimiento se podría destacar:

- Vigilancia periódica del funcionamiento de equipos e instalaciones
- Las acciones correctivas, que básicamente corresponden a la reparación de los equipos averiados o con un mal funcionamiento.
- Las acciones preventivas que consisten en intervenciones en los equipos antes de que se produzca la avería.
- Modificaciones o sustituciones de equipos, también realizadas por el equipo de mantenimiento.
- Gestión de útiles y repuestos.

Los objetivos ligados al mantenimiento serían:

- Aumentar el rendimiento de los equipos.
- Reducir costos de producción.
- Aumentar la seguridad a los trabajadores.
- Colaborar con otros departamentos (ingeniería) en la implementación de nuevos proyectos. (Raya, 2018)

2.7. Tipos de mantenimiento

Partiendo del principio de que toda nueva máquina o instalación está proyectada de cara a las características ideales para el trabajo a desarrollar. Estas características de origen supuestas perfectas o ideales, se modifican con el trabajo debido a desgaste, mala utilización, etc., por lo que el servicio de mantenimiento se encargara de reparar equipos que han perdido alguna de sus características y conociendo que la perdida de producción provocada por una avería, vendrá sobrecargada por las repercusiones económicas.

De aquí nacen, por lo tanto las condiciones que debemos exigir al mantenimiento: evitar averías y que los trabajos de mantenimiento no absorban el tiempo de producción de las maquinas e instalaciones, o en todo caso, en la mínima proporción posible. (Sacristán, 2001)

2.7.1. Mantenimiento Correctivo

Es el mantenimiento más antiguo y utilizado. Se trata simplemente de corregir una incidencia una vez que se ha producido. Es decir arreglar lo que se ha roto, la principal ventaja es que no se pierde tiempo en planificarla, porque simplemente no se sabe cuándo va a ocurrir. El principal inconveniente está originado por la misma causa, es decir al no poderse predecir, sus consecuencias pueden ser graves, en función en el momento en que se produzca el fallo.

2.7.2. Mantenimiento Preventivo

Consiste en prever una avería y evitarla, cuando conocemos el desgaste aproximado de una máquina, podemos prevenir las averías sustituyendo los elementos que sufran en una máquina de gradación, antes de que llegue al final de su vida útil. La principal ventaja de este tipo de mantenimiento es que podemos planificarla con antelación la intervención, para preparar los recursos necesarios, como el personal y los materiales necesarios, además de incidir mínimamente en la producción, porque al tener prevista la parada, se adaptarán los plazos de fabricación evitando incumplir un plazo de entrega al cliente a causa de un imprevisto.

Uno de los inconvenientes de este sistema es principalmente económico puesto que sustituir una pieza que todavía puede seguir trabajando durante algún tiempo resulte en algunos casos inviable. Este sistema se utiliza en elementos que tienen un desgaste conocido y el costo es reducido. También se aplican en elementos que resultan críticos y deben reducirse las posibilidades de averías al mínimo, porque las consecuencias pueden ser muy graves (como riesgo de accidente o pérdidas importantes de producción).

Los trabajos preventivos se realizan de forma periódica. Estos periodos pueden establecerse según el tiempo natural (anualmente, semestralmente, etc), según el tiempo de funcionamiento (mediante dispositivos que midan el tiempo de trabajo de la máquina), según los ciclos de trabajo (el número de veces que la máquina realiza una acción, medido con un contador automático). También se pueden utilizar otros sistemas de medidas en casos especiales.

2.7.3. Mantenimiento predictivo

Hay casos en los que se puede predecir una avería. La predicción puede realizarse midiendo algunos parámetros que varían antes de producirse el fallo. Por ejemplo, midiendo la calidad del aceite, aumento de vibración de un elemento en movimiento, aumento de temperatura, etc. En estos casos podemos adelantarnos a la avería con el tiempo suficiente para planificar la intervención y sin sustituir piezas en buen estado, puesto que ya habremos constatado su degradación.

Evidentemente, este sistema tiene innumerables ventajas, el adelantamiento de averías sin desperdiciar recursos. Además, las herramientas para realizar estos diagnósticos son cada vez más accesibles, de modo que es posible ser implementado este sistema cada vez en más situaciones. Su mayor inconveniente es que no puede aplicarse en cualquier situación, las herramientas resultan en ciertos casos costosas para pequeñas empresas.

2.7.4. Mantenimiento productivo total (TPM)

Este concepto es más reciente que los anteriores y se basan en la implicación de todo el personal en el mantenimiento. Por ejemplo, los operadores de las máquinas pueden realizar las tareas preventivas, limpieza y reparaciones más sencillas. El personal específico de mantenimiento realizara las tareas más especificadas. Éste mantenimiento aumenta el compromiso de las personas con la máquina, al hacerse responsable de su buen funcionamiento. El hecho que el propio operador sea quien realice las operaciones de mantenimiento permite que las paradas imprevistas sean más cortas, porque una vez que la máquina se para, este queda disponible para la intervención, mientras que el personal de mantenimiento puede estar ocupado en otra intervención.(Vilardell, 2013)

2.8. Gestión de mantenimiento

Una de las herramientas más poderosas en el mundo del mantenimiento. Siempre seremos más eficaces si tenemos los conocimientos técnicos necesarios, si los trabajos están planificados de forma eficiente si conocemos los riesgos y las consecuencias de los posibles incidentes, etc. La correcta gestión de la información es lo que nos permite disponer de los datos más significativos relativos a nuestro trabajo, de la forma más rápida y cómoda posible. Para el seguimiento de operaciones periódicas donde exista

una gran cantidad de maquinaria y equipos resulta indispensable disponer de un sistema informático avanzado para la correcta gestión del mantenimiento.

Para implementar con éxito un sistema de gestión eficiente, es muy importante conocer las necesidades reales y la forma de trabajar de la empresa, para saber qué datos son realmente importantes y puedan aportar valor, además es marcar el límite para dejar fuera lo superfluo, evitando saturación de trabajo e información que consume recursos necesarios. La mayoría de sistemas de gestión avanzados incorporan herramientas para análisis de costo.

2.8.1. Planificación de trabajo

Los trabajos que no requieren una intervención inmediata deben organizarse para optimizar los recursos y la coordinación con producción, para evitar pérdidas por paradas prolongadas. Además, en el caso de trabajos periódicos con intervalos largos debe conocerse la fecha de la próxima intervención. Las soluciones para conseguirlo pueden ir desde un calendario de papel o agendas señalando las fechas previstas, hasta una alarma automática que nos avise la proximidad de la intervención.

2.8.2. Histórico de trabajo

Es muy importante disponer de toda la información relevante acerca de los trabajos que se han realizado en una planta o máquina. De ese modo podemos consultar los datos para agilizar el diagnóstico de una avería y prever un problema de fondo que genera incidencias repetitivas, teniendo una mejor visión para aplicar una solución definitiva. A la hora de documentar una intervención, es muy recomendable recoger todos los datos que puedan ser útiles en un futuro puesto que estos puedan consultarse dentro de unos años, en los que la memoria sería incapaz de recordar algún detalle. Por esto, además, es importante redactar con claridad, en los casos en que no resulte fácil describir algo pueden utilizarse fotografías, videos, dibujos u otros complementos.

2.8.3. Almacén de repuesto

Cada vez es menos habitual encontrar fábricas que no dispongan repuestos para sus máquinas y herramientas. Además, en casos de que las piezas sean difícil de conseguir o se tarden mucho en gestionar su compra, debemos tener existencias para evitar una parada de producción. También debemos comprobar que disponemos de repuestos

consumibles y la existencia de los mismos en el momento de necesitarlos. Así que, de una u otra forma debemos gestionar nuestro almacén. (Vilardell, 2013)

2.9. Seguridad en el Mantenimiento

El reglamento de Seguridad del Trabajo contra los Riesgos en Instalaciones de Energía Eléctrica del Ecuador señala las siguientes normas generales de seguridad:

- Todo trabajo eléctrico debe estar soportado por un permiso de trabajo que debe ser solicitado al inicio y cerrado al finalizar las labores correspondientes.
- Todo trabajo eléctrico debe ser bloqueado y etiquetado según un Instructivo Bloqueo y etiquetado.
- Todo trabajo en una instalación eléctrica sólo puede ser realizado por personal calificado y autorizado.
- Los trabajadores no pueden realizar trabajos eléctricos con ningún objeto metálico tal como joyas, pulseras, cadenas u otros elementos conductores.
- Utilizar los elementos de protección personal adecuados como son: Casco dieléctrico, guantes de protección de acuerdo al trabajo a realizar, botas dieléctricas, gafas de seguridad contra rayos ultravioleta, careta de protección facial, cinturón de seguridad, arnés, líneas de tierra, linterna, pinza amperimétrica, tapones auditivos, conexiones a tierra portátiles.
- Vestir ropa de trabajo sin elementos conductores y de materiales resistentes al fuego de acuerdo con las especificaciones técnicas emitidas por Salud Ocupacional.
- Antes de iniciar los trabajos se comprobará el buen estado de las herramientas y se utilizarán herramientas dieléctricas.
- Planificar el procedimiento de trabajo, de forma que durante todo el trabajo se mantengan las distancias mínimas en las condiciones más desfavorables.
- Toda persona que pueda tocar a un trabajador, directamente o por medio de una herramienta u otros objetos, debe llevar botas y guantes aislantes.

- En caso de tormentas eléctricas, los trabajos deben ser interrumpidos o no iniciados, retirando al personal del área hasta que las condiciones atmosféricas vuelvan a ser favorables.
- Señalizar la zona de trabajo.
- No utilizar equipo eléctrico que esté mojado, ni trabajar con las manos húmedas.
- Todos los trabajos eléctricos deben ser ejecutados mínimo por dos trabajadores.
- Para trabajos en tensión, se deben acatar las distancias mínimas de acercamiento mostradas en la siguiente tabla:

Tabla 1 Distancia mínima de acercamiento

Voltaje (kv)	Distancia de acercamiento (mtrs)
1 a 33	0,8
33 a 69	0,9
69 a 132	1,5
132 a 150	1,65
150 a 220	2,1
220 a 330	2,9
330 a 500	3,6

Fuente: El autor

- El casco de seguridad debe ser de uso obligatorio para las personas que realicen trabajos en instalaciones de cualquier tipo. Este nunca deberá ser perforado con el fin de adaptar elementos de seguridad no previstos en el diseño original. El casco debe ser cambiado cuando reciba algún impacto o cuando se encuentre dañado o cuando tenga tres años de uso.
- Las gafas de protección o la careta de protección facial es de uso obligatorio para toda persona expuesta a riesgo ocular o riesgo facial por arco eléctrico, proyección de gases y partículas, polvos y otros.
- Los guantes dieléctricos son de uso obligatorio para el trabajador que interviene circuitos energizados o circuitos sin tensión que se consideren como si estuvieran con tensión.

- Las escaleras deben ser aisladas. No se deben utilizar escaleras metálicas
- El cinturón de seguridad o el arnés de cuerpo entero serán de material (neopreno impregnado con Nylon) o nylon respectivamente y es de uso obligatorio para todo aquel que deba ascender a un poste o estructura.
- Todo trabajador debe dar aviso al responsable del trabajo en caso que detecte la existencia de condiciones inseguras en su entorno de trabajo, incluyendo materiales o herramientas que se encuentren en mal estado
- En caso que cualquier trabajador se encuentre bajo tratamiento médico, debe dar aviso al supervisor o jefe encargado, quien deberá consultar con el médico para que determine si se encuentra en condiciones para ejecutar el trabajo.
- Los trabajadores deben contar con equipos de comunicación de acuerdo a un Procedimiento de Comunicación para maniobras y trabajos eléctricos.
- Está prohibido realizar trabajos con tensión en lugares en donde exista riesgo de explosión por presencia de materiales inflamables o volátiles.

Conforme a las normas de seguridad en instalaciones eléctricas, existen diversas situaciones en las que se debe cumplir con actividades de seguridad particulares.

En este sentido, se señala las reglas de seguridad cuando se realizan trabajos con voltaje, a continuación:

- Corte de todas las fuentes de voltaje: Implica abrir de forma visible todas las fuentes de voltaje a través de interruptores, fusibles, puentes, uniones desarmables u otros dispositivos de corte, de tal manera que se impida el retorno de voltaje.
- Bloqueo de los aparatos de corte.: De acuerdo a la Norma NEC, el enclavamiento o bloqueo tiende a impedir un accionamiento de forma accidental a los aparatos de corte, que se da a causa de errores humanos, acción de terceros o ante un fallo técnico. Este bloqueo se puede realizar de dos formas; mecánico si se inmoviliza un mando a través de cerraduras, candados o cuando se coloca un elemento de bloqueo entre las cuchillas de este y bloqueo eléctrico, el cual consiste en imposibilitar la operación del aparato de corte abriendo su circuito de accionamiento.

- Comprobación de ausencia de voltaje.: Esta acción se basa en la medición del voltaje en los equipos a fin de comprobar que todas las fuentes de voltaje se abren debidamente. La medición se debe realizar a todos los equipos y conductores que se ubiquen en la zona de trabajo.
- Puesta a tierra y en cortocircuito de todas las fuentes posibles de voltaje.: Esta acción se basa en colocar todos los equipos y conductores a tierra y luego unir entre sí todas las fases mediante un elemento conductor de material y sección adecuada y con conectores normalizados. La norma NEC expone los aspectos que se deben considerar al realizar el proceso de conexión de la puesta a tierra:
 - a) Debe hacerse uso en todo momento de los implementos de seguridad: pértiga, guantes aislantes del nivel de voltaje que corresponda, casco y cinturón de seguridad
 - b) Previo a la conexión se debe descartar la presencia de voltaje en el elemento a ser conectado a tierra. Para ello debe utilizarse un detector de voltaje acoplado a la pértiga, siguiendo las recomendaciones dadas en la tercera regla.
 - c) Las tierras de trabajo deben ser instaladas lo más cerca posible de los equipos donde se ejecutará el trabajo y ubicada a la vista de los trabajadores. Se utilizará el número necesario de tierras, que permita aislar completamente la zona de trabajo de todas las fuentes posibles de voltaje
- Establecer señalización en el área de trabajo.: Para ello, se debe delimitar o establecer límites en la zona de trabajo con cualquier tipo de material u objetos que sirvan de advertencia al resto del personal en relación a la actividad que se realiza en la zona requerida. Se recomienda la utilización de cintas de delimitación de colores negro y amarillo para demarcar físicamente el paso a zonas energizadas donde el acceso a una distancia menor constituye un peligro.(Jaramillo Carrión & Miño Santander, 2018)

CAPÍTULO 3

DESARROLLO

3.1. Mantenimiento Preventivo de los equipos de la subestación

Una subestación eléctrica ya descrita en el presente informe, es un conjunto de sistemas interconectados entre sí que permiten la adecuada distribución de energía, a continuación se especificara el mantenimiento de equipos primarios instalados en la Subestación Tecnova. Como parte del mantenimiento, se deben retirar las impurezas sobre los equipos a intervenir dejando su superficie limpia y realizar una inspección visual de cada uno de los equipos, pruebas eléctricas en los casos que aplique y revisión de su operación para comprobar el correcto funcionamiento. A continuación se especifican los equipos que conforman la subestación:

- Transformador de Poder 69 KV.
- Transformadores de Potencial 69 KV.
- Transformadores de Corriente 69 KV.
- Transformador de Distribución 13.8 KV
- Interruptor SF6 69 KV.
- Seccionador de 69 KV.
- Pararrayos 60 KV.
- Pararrayos de 10 KV.
- Sistemas de medición y control
- Sistema de comunicaciones
- Sistema de barras colectoras (buses)
- Sistemas servicios auxiliares de la S/E.
- Sistema de Instalaciones eléctricas e iluminación.
- Sistema de Puesta a Tierra.

- Sistema de Apantallamiento
- Cables aislados de Potencia, de fuerza y control.
- Cables desnudos de aluminio y cobre.
- Reconectores.
- Motores de corriente continua.
- Celdas de media tensión.
- Bandejas porta cables.
- Conectores y Terminales.

3.1.2. Transformador de Poder 69 KV

Las tareas y actividades a realizar con una frecuencia anual son las siguientes:

- Ajuste mecánico total del transformador.
- Ajuste de conexiones y terminales de bushings.
- Verificación de Relé Buchholz.
- Verificación de Válvula de sobre presión.
- Operación de calefón.
- Prueba de barrido de frecuencia (Norma ANSI/IEEE C57.).
- Prueba de relación de transformación (Norma ANSI/IEEE C57.12.91).
- Prueba de corriente excitación (Norma ANSI/ IEEE Std.62-1965).
- Prueba de resistencia de aislamiento en devanados(Norma ANSI/IEEE C57.12.91)
- Prueba de factor de potencia del devanado (Norma ANSI/IEEE Std.62-1935)
- Prueba de factor de potencia de bornes (Norma IEC 676-3).
- Prueba de resistencia de aislamiento (Norma ANSI/ IEEE C57.12.91).
- Pruebas dieléctricas de aceite del transformador (Norma ASTM D-877).

- Pruebas físicas y químicas del aceite (Norma IEEE C57.106-2006).
- Pruebas de contenido de humedad (Norma ASTM D-1533).
- Prueba de índice calorímetro (color) (Norma ASTM D-1500).
- Análisis cromatográfico del aceite (Norma ASTM D-3612).
- Cambio de sílica gel.
- Verificación de presencia de fuga de aceite.

3.1.2.1. Prueba de barrido de frecuencia.

El objetivo de este ensayo es determinar la curva de respuesta en frecuencia de la función de transferencia del conjunto eléctrico – dieléctrico - magnético - mecánico del transformador y los defectos detectables son:

- a) Movimientos en el núcleo magnético.
- b) Daños en los devanados (perdida de aislamiento, deformaciones, etc.).
- c) Movimientos en los devanados.

3.1.2.2 Prueba de factor de potencia a los devanados.

El objetivo de este ensayo es el de medir los valores de Capacitancia y de Factor de Potencia (factor de disipación) de las diferentes combinaciones del sistema de aislamiento del transformador y los defectos detectables son:

- a) Puede determinarse si el aislamiento ha experimentado cambios físicos en su estructura por efecto de esfuerzos electromecánicos.
- b) El factor de potencia también es sensible a cambios en la estructura del aislamiento ocasionados por contaminación, humedad o envejecimiento.
- c) El factor de potencia da una idea de las pérdidas dieléctricas del aislamiento

La prueba de factor de potencia en los devanados del transformador según la norma IEEE C57.10.01 para que sea considerado aceptable el valor de factor de potencia no debe ser superior al 0,5% para transformadores con material aislante de papel impregnado en aceite.

FORMATO MAN SIS # 05

1.- INFORMACIÓN DEL EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA				2.- INFORMACIONES GENERALES					
	EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA:	OMICRON		CODIGO DE OBRA:	-				
	MODELO:	CPC100 + TD1		UBICACION:	TECNOVA				
	CERTIFICADO:	SI		AMBIENTE:	DESPEJADO				
	OBSERVACIONES:			TEMPERATURA DEL AMBIENTE:	27°C				
				TEMPERATURA DEL ACEITE:	27°C				
TEMPERATURA BOBINADO:				27°C					
				% HUMEDAD RELATIVA:	65%				
3.- INFORMACION DE EQUIPO PROBADO:									
EQUIPO PROBADO:		TRANSFORMADOR DE PODER		ID EQUIPO:	TR		No DE FASES:	3	
MARCA:		TRAFO		No SERIE:	XA2048A-001		CONEXIÓN:	DYN1	
CAPACIDAD:	5 MVA	VOLTAJE:	69000 / 13800	TIPO:	TUC-5.6(6.25-7)M		CLASE:	ONAN/ONAF	
4.- RESULTADOS OBTENIDOS EN LA PRUEBAS:									
H				X					
	CORRIENTE DE SALIDA	PERDIDAS EN VATIOS	CAPACIT. MEDIDA	DF. MEDIDA		CORRIENTE DE SALIDA	PERDIDAS EN VATIOS	CAPACIT. MEDIDA	DF. MEDIDA
ICH+ICHL/GST	0,01757 A	0,445 W	4,657E-09F	0,25%	ICL+ICLH/GST	0,00990 A	0,212 W	3,745E-09F	0,31%
ICH /GSTG-A	0,00633 A	0,231 W	1,677E-09F	0,36%	ICL/GSTG-A	0,00788 A	0,104 W	2,981E-09F	0,19%
ICHL /UST-A	0,01124 A	0,213 W	2,981E-09F	0,19%	ICLH/UST-A	0,00788 A	0,104 W	2,981E-09F	0,19%
ICHL /CALC.	0,01124 A	0,214 W	2,980E-09F	0,19%	ICLH/CALC.	0,00786 A	0,104 W	2,981E-09F	0,19%
5.- CONCLUSIONES:									
RESULTADOS OBTENIDOS:		NUEVO:	<input type="checkbox"/>	BUENO:	<input checked="" type="checkbox"/>	MALO:	<input type="checkbox"/>	DUDOSO:	<input type="checkbox"/>
6.- OBSERVACIONES:									
LOS VALORES OBTENIDOS SE ENCUENTRAN DENTRO DEL COMISIONAMIENTO.									

Figura. 42 Prueba de medición de factor potencia
Fuente: Empresa Tecnova S.A.

3.1.2.3. Prueba de factor de potencia a los bushings.

El objetivo de este ensayo es medir los valores de Capacitancia y de Factor de Potencia (factor de disipación) del bushings del transformador y los defectos detectables son:

- a) Puede determinarse si el aislamiento ha experimentado cambios físicos al cabo de solicitaciones electromecánicas.
- b) Puede determinarse envejecimiento del sistema de aislamiento del bushings.
- c) Es posible detectar contaminación y grietas en la estructura de la porcelana.

De acuerdo a la norma IEEE C57.19.01 el valor del Factor de Potencia en los bushings del transformador con material aislante de papel impregnado en aceite no debe ser superior al 0,5%. Los valores de capacitancia obtenidos en las pruebas no exceden el 2% de los valores de placa. Los valores de factor de potencia están por debajo del 0,5% como indica fábrica y también las pruebas realizadas.

3.1.2.4 Prueba de corriente de excitación o prueba en vacío.

El objetivo de este ensayo es medir la corriente de excitación (monofásica) de cada una de las fases del transformador cuando es excitada con una tensión alterna de algunos KV y los defectos detectables son:

- a) Los defectos detectables implican un cambio en la reluctancia efectiva del circuito magnético, modificándose por lo tanto la corriente requerida para generar un flujo.
- b) Daños en el núcleo magnético.
- c) Daños en los devanados.

Para esta prueba se realizó el análisis como indica la norma según la norma IEEE C57.152 si la corriente de excitación es mayor a 50 mA la diferencia de corriente entre las fases exteriores deben ser inferior al 5%.

FORMATO MAN SIS # 04

1.- INFORMACIÓN DEL EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA



EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA: **OMICRON**

MODELO: **CPC100 + TD1**

CERTIFICADO: **SI**

OBSERVACIONES:

2.- INFORMACIONES GENERALES

CODIGO DE OBRA:

UBICACION: **TECNOVA**

AMBIENTE: **DESPEJADO**

TEMPERATURA DEL AMBIENTE: **27°C**

TEMPERATURA DEL ACEITE: **27°C**

TEMPERATURA BOBINADO: **27°C**

% HUMEDAD RELATIVA: **65%**

3.- INFORMACION DE EQUIPO PROBADO:

EQUIPO PROBADO:	TRANSFORMADOR DE PODER	ID EQUIPO:	TR	No DE FASES:	3
MARCA:	TRAF0	No SERIE:	XAZ048A-001	CONEXIÓN:	DYN1
CAPACIDAD:	5 MVA	VOLTAJE:	69000 / 13800	TIPO:	TUC-5.6(6.25-7)M
				CLASE:	ONAN/ONAF

4.- RESULTADOS OBTENIDOS EN LA PRUEBAS:

TAP	FASE A			FASE B			FASE C		
	CORRIENTE DE SALIDA	PERDIDAS EN VATIOS	REACTANCIA	CORRIENTE DE SALIDA	PERDIDAS EN VATIOS	REACTANCIA	CORRIENTE DE SALIDA	PERDIDAS EN VATIOS	REACTANCIA
Toma	I fase [A]	Pérd. de vatios [W]	Reactancia [Ω]	I fase [A]	Pérd. de vatios [W]	Reactancia [Ω]	I fase [A]	Pérd. de vatios [W]	Reactancia [Ω]
1	0,003402 A	22,486 W	2204653,134 Ω	0,00739 A	67,616 W	406090,50 Ω	0,0076 A	51,141 W	972362,085 Ω

5.- CONCLUSIONES:

RESULTADOS OBTENIDOS: NUEVO: BUENO: MALO: DUDOSO:

6.- OBSERVACIONES:

LOS VALORES OBTENIDOS SE ENCUENTRAN DENTRO DEL COMISIONAMIENTO.

Figura. 43 Prueba de medición de corriente de excitación
Fuente: Empresa Tecnova S.A.

3.1.2.5. Prueba de relación de transformación (TTR).

El objetivo de este ensayo es determinar la relación de transformación para cada una de las combinaciones de devanado, es decir la relación entre el primario y el secundario del transformador, el defectos detectable es que Mediante la medición de la relación de transformación se puede revelar circuitos abiertos, espiras en cortocircuito, defectos severos en los contactos del conmutador, terminales identificados incorrectamente, etc.

Las discrepancia del error en la relación de transformación según la norma IEEE C57.152 debe ser inferior al $\pm 0.5\%$, según los resultados obtenidos en las pruebas estamos dentro del rango del comisionamiento.

FORMATO MAN SIS # 02

1.- INFORMACIÓN DEL EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA				2.- INFORMACIONES GENERALES					
	EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA:	OMICRON		CODIGO DE OBRA:	-				
	MODELO:	CPC100		UBICACION:	TECNOVA				
	CERTIFICADO:	SI		AMBIENTE:	DESPEJADO				
	OBSERVACIONES:			TEMPERATURA DEL AMBIENTE:	27°C				
				TEMPERATURA DEL ACEITE:	27°C				
			TEMPERATURA BOBINADO:	27°C					
			% HUMEDAD RELATIVA:	63%					
3.- INFORMACION DE EQUIPO PROBADO:									
EQUIPO PROBADO:		TRANSFORMADOR DE PODER		ID EQUIPO:	TR		No DE FASES:	3	
MARCA:		TRAFO		No SERIE:	XA2048A-001		CONEXIÓN:	DYN1	
CAPACIDAD:	5 MVA	VOLTAJE:	69000 / 13800		TIPO:	TUC-5.6(6.25-7)M		CLASE:	ONAN/ONAF
4.- RESULTADOS OBTENIDOS EN LA PRUEBAS:									
TAP	FASE A			FASE B			FASE C		
	VALOR TEORICO	VALOR EXPERIM.	% ERROR	VALOR TEORICO	VALOR EXPERIM.	% ERROR	VALOR TEORICO	VALOR EXPERIM.	% ERROR
1	8,8768	8,882	0,06%	8,8768	8,881	0,05%	8,8768	8,877	0,00%
5.- CONCLUSIONES:									
RESULTADOS OBTENIDOS:		NUEVO:	<input type="checkbox"/>	BUENO:	<input checked="" type="checkbox"/>	MALO:	<input type="checkbox"/>	DUDOSO:	<input type="checkbox"/>
6.- OBSERVACIONES:									
LOS VALORES OBTENIDOS SE ENCUENTRAN DENTRO DEL COMISIONAMIENTO.									

Figura. 44 Pruebas de relación de transformación
Fuente: Empresa Tecnova S.A.

3.1.2.6. Prueba de resistencia óhmica de los devanados.

Este ensayo tiene como objeto la medición de las resistencias de los devanados (para cada posición del conmutador, si correspondiera) aplicando una tensión/corriente continua y el defectos detectable es detectar posibles anomalías debidas a las variaciones de resistencia en los bobinados ocasionadas por conexiones y puentes abiertos o deteriorados.

Según la norma IEEE C57.152 la discrepancia entre fases debe ser máximo entre el 2-3%.

FORMATO MAN SIS # 03

1.- INFORMACIÓN DEL EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA 2.- INFORMACIONES GENERALES



EQUIPO UTILIZADO:		CODIGO DE OBRA:	-
EN LA PRUEBA:	OMICRON	UBICACION:	TECNOVA
MODELO:	CPC100	AMBIENTE:	DESPEJADO
CERTIFICADO:	SI	TEMPERATURA DEL AMBIENTE:	27 ° C
OBSERVACIONES:		TEMPERATURA DEL ACEITE:	27 ° C
		TEMPERATURA BOBINADO:	27 ° C
		% HUMEDAD RELATIVA:	65%

3.- INFORMACION DE EQUIPO PROBADO:

EQUIPO PROBADO:	TRANSFORMADOR DE PODER	ID EQUIPO:	TR
MARCA:	TRAFO	No SERIE:	XA2048A-001
CONEXIÓN:	DYN1		
CAPACIDAD:	5 MVA	VOLTAJE:	69000 / 13800
CLASE:	ONAN/ONAF	No DE FASES:	3

4.- RESULTADOS OBTENIDOS EN LA PRUEBAS (RM):

TAP	H1-H2	H2-H3	H3-H1	X0-X1	X0-X2	X0-X3
	ohms	ohms	ohms	ohms	ohms	ohms
1	7,250	8,086	7,158	0,15292	0,12246	0,12458

5.- RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DE DEVANADO CORREGIDA A 75C:

TAP	H1-H2	H2-H3	H3-H1	X0-X1	X0-X2	X0-X3
	ohms	ohms	ohms	ohms	ohms	ohms
1	8,628	9,622	8,518	0,18197	0,14825	0,14825

6.- CONCLUSIONES:

RESULTADOS OBTENIDOS: NUEVO: BUENO: MALO: DUDOSO:

7.- OBSERVACIONES:

LOS VALORES OBTENIDOS SE ENCUENTRAN DENTRO DEL COMISIONAMIENTO.

Figura. 45 Prueba de resistencia óhmica de los devanados
Fuente: Empresa Tecnova S.A.

3.1.2.7. Prueba de resistencia de aislamiento.

El objetivo de estos ensayos es caracterizar el estado básico del aislamiento del transformador a partir de la medición de la resistencia respecto al potencial de tierra y el defecto detectable es la presencia de humedad, elementos contaminantes o envejecimiento sobre el aislamiento.

Los valores obtenidos en las pruebas cumplen con las especificaciones del fabricante y con la norma IEEE C57.152 y los índices de absorción (RAD) superiores a 1 es un indicativo de una buena condición del aislamiento.

1.- INFORMACIÓN DEL EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA **2.- INFORMACIONES GENERALES**



EQUIPO UTILIZADO: MEGGER
 EN LA PRUEBA:
 MODELO: MIT 1020
 CERTIFICADO: SI
 OBSERVACIONES:

CODIGO DE OBRA: -
 UBICACION: TECNOVA
 AMBIENTE: DESPEJADO
 TEMPERATURA DEL AMBIENTE: 27 ° C
 TEMPERATURA DEL ACEITE: 27 ° C
 TEMPERATURA BOBINADO: 27 ° C
 % HUMEDAD RELATIVA: 63%

3.- INFORMACION DE EQUIPO PRUBADO:

EQUIPO PRUBADO: TRANSFORMADOR DE PODER ID EQUIPO: TR

MARCA: TRAF0 No SERIE: XA2048A-001 CONEXIÓN: DYN1

CAPACIDAD: 5 MVA VOLTAJE: 69000 / 13800 CLASE: TUC-5.6(6.25-7)M No DE FASES: 3

4.- RESULTADOS OBTENIDOS EN LA PRUEBAS:

PRUEBA No	1	2	3
VDC	5000	5000	5000
POSITIVO	H	H	X
A GUARDA	-	-	-
NEGATIVO	T	X	T
TIEMPO (min)	GIGAOHMS	GIGAOHMS	GIGAOHMS
0,25	55,6	69,9	33
0,5	60,7	83	42,5
0,75	72,1	90,1	46,8
1	83,4	99,3	50,4
2	87,4	120	59,7
3	103	130	62,7
4	105	146	65,8
5	114	151	70,4
6	117	157	71,6
7	119	158	77,2
8	123	165	81,9
9	125	177	86,4
10	129	179	95,2
INDICE DE ABSORCION 35°C	1,500	1,421	1,527
INDICE DE POLARIZACION 35°C	1,547	1,803	1,889

5.- CONCLUSIONES:
 RESULTADOS OBTENIDOS: NUEVO: BUENO: MALO: DUDOSO:

6.- OBSERVACIONES:
 LOS VALORES OBTENIDOS SE ENCUENTRAN DENTRO DEL COMISIONAMIENTO.

Figura. 46 Prueba de medición de resistencia de aislamiento
 Fuente: Empresa Tecnova S.A.

3.1.3. Transformador de potencial de 69KV.

Las actividades y pruebas dieléctricas son las siguientes:

- Inspección y limpieza de los componentes
- Prueba de relación de transformación
- Prueba de polaridad
- Prueba de resistencia de aislamiento

- Prueba de factor de potencia

Las normas que se utilizaran en las pruebas a los transformadores de tensión es la Norma IEC 6189-3:2011: transformadores de medida – parte 3 – requisitos adicionales para transformadores de tensión.

3.1.3.1. Prueba de resistencia de aislamiento.

El objetivo de estas pruebas es caracterizar el estado básico del aislamiento del pt's a partir de la medición de la resistencia respecto al potencial de tierra y el defectos que puede detectarse son, la presencia de humedad, elementos contaminantes o envejecimiento sobre el aislamiento.

Los índices de absorción (RAD) superiores a 1 es un indicativo de una buena condición del aislamiento.

$$RAD = R_{60 SEC} / R_{30 SEC}$$

1.- INFORMACIÓN DEL EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA 2.- INFORMACIONES GENERALES



EQUIPO UTILIZADO:
EN LA PRUEBA: MEGGER
MODELO: MIT 1025
CERTIFICADO: OK
OBSERVACIONES:

CODIGO DE OBRA: -
UBICACION: TECNOVA
AMBIENTE/CLIMA: DESPEJADO
TEMPERATURA DEL AMBIENTE: 27 ° C
TEMPERATURA DEL ACEITE: N/A
TEMPERATURA BOBINADO: N/A
% HUMEDAD RELATIVA: 62%

3.- INFORMACION DE EQUIPO PROBADO:

EQUIPO PROBADO: TRANSFORMADOR DE TENSION ID: PT L1
MARCA: SIEYUAN No SERIE: 9177 AÑO/FABRIC: 2016
CAPACIDAD: 30 VA VOLT PR: 42 000 CLASE: 0.2/3P FASE: A

4.- RESULTADOS OBTENIDOS EN LA PRUEBAS:

PRUEBA No	1	2	3
VDC	5000	5000	500
POSITIVO	T	X	T
GUARDA	-	-	-
NEGATIVO	H	H	X
TIEMPO (min)	GIGAOHMS	GIGAOHMS	GIGAOHMS
0,25	5,33	5,78	192,1
0,5	5,69	6,25	330,7
0,75	7,15	7,46	355,2
1	7,42	7,65	396,4
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
10			
INDICE DE ABSORCION	1,30	1,22	1,20
INDICE DE POLARIZACION	-	-	-

5.- CONCLUSIONES:

RESULTADOS OBTENIDOS: NUEVO: BUENO: MALO: DUDOSO:

6.- OBSERVACIONES:

LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LAS PRUEBAS SE ENCUENTRAN DENTRO DEL COMISIONAMIENTO.

Figura. 47 Prueba de medición de resistencia de aislamiento
Fuente: Empresa Tecnova S.A.

3.1.3.2. Prueba de factor de potencia a PT.

El objetivo de esta prueba es medir los valores de Capacitancia y de Factor de Potencia (factor de disipación) del PT. Y los defectos detectables son:

- a) Puede determinarse envejecimiento del sistema de aislamiento del PT.
- b) Es posible detectar contaminación y grietas en la estructura del PT.

Los valores de factor de disipación deben ser menores al 2% para equipos que estén en funcionamiento, los valores de capacitancia deben compararse con valores históricos del equipo.

FORMATO MAN SIS # 06

1.- INFORMACIÓN DEL EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA		2.- INFORMACIONES GENERALES	
	EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA:	OMICRON	CODIGO DE OBRA:
	MODELO:	CPC100 + TD1	UBICACION:
	CERTIFICADO:	OK	AMBIENTE/CLIMA:
	OBSERVACIONES:		TEMPERATURA DEL AMBIENTE:
			-
			TECNOVA
			DESPEJADO
			26 ° C
			N/A
			N/A
			71%

3.- INFORMACION DE EQUIPO PROBADO:

EQUIPO PROBADO:	TRANSFORMADOR DE TENSION	LD:	PT L1	No. FASES:	A/B/C
MARCA:	SIEYUAN	No SERIE:	9177/9176/9175	AISLAMIENTO:	350 KV
CAPACIDAD:	30 VA	VOLTAJE:	42 000	AÑO FABRIC.:	2017
				CLASE	0,2 /3P
				Factor de Correccion (K):	1,15

4.- RESULTADOS OBTENIDOS EN LA PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA:

FASE /MOD0	TENSION APLICADA (V)	CORRIENTE DE SALIDA (A)	PERDIDAS EN VATIOS (W)	CAPACITANCIA MEDIDA (F)	DF. MEDIDA (%)	FP corr. (%) a 20 °C
A/GST	1000	0,000365	0,01720	9,57529E-10	4,689	4,077
B/GST	1000	0,000364	0,01640	9,55525E-10	4,494	3,908
C/GST	1000	0,000363	0,01590	9,54765E-10	4,363	3,794

6.- CONCLUSIONES:

RESULTADOS OBTENIDOS: NUEVO: BUENO: MALO: DUDOSO:

7.- OBSERVACIONES: LA PRUEBA REALIZADA AL EQUIPO, FUE EJECUTADA BAJO CONDICIONES CLIMATICAS DESFAVORABLES PUESTO QUE SE SOLICITO REALIZAR LA PRUEBA LO MAS TEMPRANO POSIBLE, CON LA FINALIDAD DE QUE EL PERSONAL DE CNEL SELLE LA MEDICION DE LOS TRANSFORMADORES

Figura. 48 Prueba de factor de potencia a PT
Fuente: Empresa Tecnova S.A.

3.1.3.3. Prueba de relación de transformación.

El objetivo de estos ensayos es caracterizar el buen funcionamiento de los transformadores de potencial mediante la pruebas de relación de transformación, polaridad, respecto a los valores de placas, si son de medición, protección y puede detectarse el correcto cableado interno de los pts a borneras, si son de medición o de

protección y si no tienen una falla interna. Los valores obtenidos en las pruebas cumplen con las especificaciones del fabricante y con la norma IEEE C57.13 para pruebas de transformadores de voltaje.

FORMATO MAN SIS # 12

1.- INFORMACIÓN DEL EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA



EQUIPO UTILIZADO:

EN LA PRUEBA:

MODELO:

CERTIFICADO:

OBSERVACIONES:

2.- INFORMACIONES GENERALES

CODIGO DE OBRA:

LUGAR/UBICACION:

CONDICIONES DE CLIMA:

TEMPERATURA DEL AMBIENTE:

TEMPERATURA DEL ACEITE:

TEMPERATURA BOBINADO:

% HUMEDAD RELATIVA:

3.- INFORMACION DE EQUIPO PROBADO:

EQUIPO PROBADO: AÑO: ID:

MARCA: No SERIE: NÚCLEO:

CAPACIDAD: VOLTAJE: CLASE: FASE:

RESULTADOS OBTENIDOS EN LA PRUEBAS (RM):

4.-RELACION DE TRANSFORMACION

NÚCLEO	FASE/ CLASE	RELACION NOMINAL		RELACION MEDIDA		ERROR %	POLARIDAD
		VOLT.PRIMARIO[V]	VOLT.SECUNDARIO[V]	VOLT.PRIMARIO[V]	VOLT.SECUNDARIO[V]		
1a1-1n	0.2	42000	120	42000	120,10	0,08	Correcto
2a1-2n	3P	42000	120	42000	120,05	0,05	Correcto

5.- CONCLUSIONES:

RESULTADOS OBTENIDOS: NUEVO: BUENO: MALO: DUDOSO:

6.- OBSERVACIONES:

Figura. 49 Prueba a los transformadores de potencial -relación de transformación
Fuente: Empresa Tecnova S.A.

3.1.4. Transformadores de corriente 69kv.

Las pruebas dieléctricas a realizar son las siguientes:

- Prueba de relación de transformación
- Prueba de curva de curva de saturación
- Prueba de polaridad

- Prueba de resistencia de aislamiento

Para pruebas a transformadores de corriente se utilizara la Norma IEC 61869-2:2012: Transformadores de medida –Parte 2: Requisitos adicionales para los transformadores de corriente.

3.1.4.1 Prueba de relación de transformación-curva de saturación.

El objetivo de estos ensayos es caracterizar el buen funcionamiento de los transformadores de corriente mediante la pruebas de relación de transformación, polaridad, respecto a los valores de placas, si son de medición y protección, puede detectarse el correcto cableado interno de los cts a borneras, si son de medición o de protección y si no tienen una falla interna. Los valores obtenidos en las pruebas cumplen con las especificaciones del fabricante y con la norma IEEE C57.13 para pruebas de transformadores de corriente.

1.- INFORMACIÓN DEL EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA



EQUIPO UTILIZADO:

EN LA PRUEBA:

MODELO:

CERTIFICADO:

OBSERVACIONES:

2.- INFORMACIONES GENERALES

CODIGO DE OBRA:

UBICACION:

AMBIENTE:

TEMPERATURA DEL AMBIENTE:

TEMPERATURA DEL ACEITE:

TEMPERATURA BOBINADO:

% HUMEDAD RELATIVA:

3.- INFORMACION DE EQUIPO PROBADO:

EQUIPO PROBADO: TAP'S:

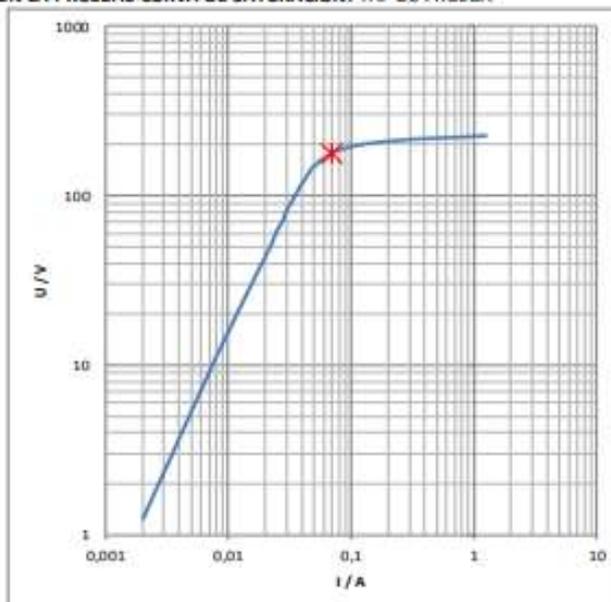
MARCA: No SERIE: NUCLEO:

CAPACIDAD: VOLTAJE: CLASE: No DE FASES:

4.- RESULTADOS OBTENIDOS EN LA PRUEBAS CURVA DE SATURACIÓN: TAP DE PRUEBA

1200-5

(V)	(A)
226,47V	1,24777
223,8V	0,84773
220,14V	0,53266
215,24V	0,31453
208,73V	0,18949
200,55V	0,12582
191,42V	0,09337
181,85V	0,07551
172,05V	0,06471
162,14V	0,05746
152,17V	0,05208
142,19V	0,04782
132,15V	0,04420
122,08V	0,04100
112,04V	0,03810
101,98V	0,03536
91,91V	0,03274
81,86V	0,03017
71,79V	0,02762
61,71V	0,02500
51,63V	0,02227
1,25V	0,00201



5.- RELACION DE TRANSFORMACION

	VALORES NOMINALES		VALORES MEDIDOS		% de Error	Polaridad
	I Primaria (A)	I Segund (A)	I Primaria (A)	I Segund(A)		
	1200	5	1200	5,000	-0,01	Correcto
Cálculo pto. saturación:	187/85					
V infl.:	177,43V					
I infl.:	0,070509A					
RESULTADO:	NORMAL					

6.- RESISTENCIA DE DEVANADO

TAP	RELACION	Voltaje DC (mV)	Corriente DC (mA)	Resistencia (mΩ)	Resistencia referida a 75°C (mΩ)	Dev
S1-S5	1200 / 5	191,15	500	382,308	455,828	0,01

7.- CONCLUSIONES:

RESULTADOS OBTENIDOS: NUEVO: BUENO: MALO: DUDOSO:

8.- OBSERVACIONES:

LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LAS PRUEBAS SE ENCUENTRAN DENTRO DEL COMISIONAMIENTO

Figura. 50 Prueba en transformador de corriente

Fuente: Empresa Tecnova S.A.

3.1.4.2. Prueba de factor de potencia.

El objetivo de esta prueba es medir los valores de Capacitancia y de Factor de Potencia (factor de disipación) del CT y Puede determinarse envejecimiento del sistema de aislamiento del CT, detectar contaminación y grietas en la estructura del CT.

Los valores de factor de disipación deben ser menores al 2% para equipos que estén en funcionamiento, los valores de capacitancia deben compararse con valores históricos del equipo.

FORMATO MAN SIS # 06

1.- INFORMACIÓN DEL EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA		2.- INFORMACIONES GENERALES	
	EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA:	OMICRON	CODIGO DE OBRA:
	MODELO:	CPC100+CP TD1	UBICACION:
	CERTIFICADO:	OK	AMBIENTE/CLIMA:
	OBSERVACIONES:		TEMPERATURA DEL AMBIENTE:
			TEMPERATURA DEL ACEITE:
		TEMPERATURA BOBINADO:	
		% HUMEDAD RELATIVA:	

3.- INFORMACION DE EQUIPO PROBADO:

EQUIPO PROBADO:	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	ID:	LÍNEA DE ENTRADA	No. FASES:	A-B-C
MARCA:	SIEYUAN	No SERIE:	1961114/1961113/1961115	VOLTAJE:	69 KV

4.- RESULTADOS OBTENIDOS EN LA PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA:

FASE/MODO	TENSION APLICADA (V)	CORRIENTE DE SALIDA (A)	PERDIDAS EN VATIOS (W)	CAPACITANCIA MEDIDA (F)	DF. MEDIDA (%)	FP corr. (%) a 20 °C
A/GST	10000	0,0031865	0,11160	8,42E-10	0,350	0,299
B/GST	10000	0,003276787	0,115000	8,66E-10	0,351	0,299
C/GST	10000	0,003325021	0,11250	8,79E-10	0,338	0,288

5.- CONCLUSIONES:

RESULTADOS OBTENIDOS: NUEVO: BUENO: MALO: DUDOSO:

6.- OBSERVACIONES:

LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LAS PRUEBAS SE ENCUENTRAN DENTRO DEL COMISIONADO.

Figura. 51 Prueba de factor de potencia
Fuente: Empresa Tecnova S.A.

3.1.4.3. Prueba de resistencia de aislamiento.

El objetivo de estas pruebas es caracterizar el estado básico del aislamiento a partir de la medición de la resistencia respecto al potencial de tierra y a partir de este ensayo, puede detectarse la presencia de humedad, elementos contaminantes o envejecimiento sobre el aislamiento. Los índices de absorción (RAD) superiores a 1 es un indicativo de una buena condición del aislamiento.

FORMATO MAN SIS # 01



1.- INFORMACIÓN DEL EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA

EQUIPO UTILIZADO: MEGGER
 EN LA PRUEBA: MIT 1025
 CERTIFICADO: SI
 OBSERVACIONES:

2.- INFORMACIONES GENERALES

CODIGO DE OBRA: -
 UBICACION: TECNOVA
 AMBIENTE: DESPEJADO
 TEMPERATURA DEL AMBIENTE: 27 ° C
 TEMPERATURA DEL ACEITE: -
 TEMPERATURA BOBINADO: -
 % HUMEDAD RELATIVA: 62%

3.- INFORMACION DE EQUIPO PROBADO:

EQUIPO PROBADO: TRANSFORMADOR DE CORRIENTE ID EQUIPO: LÍNEA DE ENTRADA
 MARCA: SIEYUAN No SERIE: I1602114/I1602116/I1602115 CONEXIÓN: -
 CAPACIDAD: 30VA VOLTAJE: 69kV CLASE: 0.2/5P20 No DE FASES: A/B/C

4.- RESULTADOS OBTENIDOS EN LA PRUEBAS:

PRUEBA No	1	2	3
VDC	5000	5000	500
POSITIVO	T	X	T
A GUARDA	-	-	-
NEGATIVO	H	H	X
CT FASE A			
TIEMPO (min)	GIGAOHMS	GIGAOHMS	GIGAOHMS
0,25	81,4	67,7	36,1
0,5	84,6	78,1	36,5
0,75	88,2	98,8	37,1
1	90,4	112	37,5
INDICE DE ABSORCION	1,069	1,434	1,027
CT FASE B			
TIEMPO (min)	GIGAOHMS	GIGAOHMS	GIGAOHMS
0,25	62,1	105	86,9
0,5	65,8	132	112,5
0,75	67,4	156	124
1	68,2	176	147
INDICE DE ABSORCION	1,036	1,333	1,307
CT FASE C			
TIEMPO (min)	GIGAOHMS	GIGAOHMS	GIGAOHMS
0,25	48,3	112	98,6
0,5	65,6	158	128
0,75	78,3	183	135
1	99,4	219	153
INDICE DE ABSORCION	1,515	1,386	1,195

5.- CONCLUSIONES:
 RESULTADOS OBTENIDOS: NUEVO: BUENO: MALO: DUDOSO:

6.- OBSERVACIONES:
 LOS VALORES OBTENIDOS SE ENCUENTRAN DENTRO DEL COMISIONAMIENTO.

Figura. 52 prueba de medición de aislamiento
 Fuente: Empresa Tecnova S.A.

3.1.5. Interruptor SF6

Las pruebas dieléctricas realizadas son las siguientes:

- Lubricación de contactos y partes móviles (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
- Verificación de presión de gas SF₆ >= 6 kg/cm²
- Revisión de sistema de cargado de resorte
- Prueba de resistencia de aislamiento
- Prueba de resistencia de contacto
- Tiempo de apertura y cierre
- Prueba de factor de potencia

Las normas utilizadas para estos ensayos se basan a las siguientes normas:

- a) Norma IEC 62271-101:2006: interruptores de alta tensión para 10, ensayos sintéticos
- b) Norma IEC 62271-103: 2011: interruptor de potencia- interruptores para tensiones asignadas superiores a 1KV
- c) Norma IEC 60376:2006: especificaciones para gas hexafluoruro de azufre (SF₆) de calidad técnica para el uso de equipos eléctricos

3.1.5.1. Prueba de factor de potencia.

El objetivo de esta prueba es medir los valores de Capacitancia y de Factor de Potencia (factor de disipación) del interruptor y los defectos detectables son:

- a) Puede determinarse si el aislamiento ha experimentado cambios físicos al cabo de sollicitaciones electromecánicas.
- b) Puede determinarse envejecimiento del sistema de aislamiento del interruptor.

Los valores de pérdidas a 10Kv no deben ser superiores a 100 mW por especificaciones del fabricante.

FORMATO MAN SIS #06

1.- INFORMACIÓN DEL EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA				2.- INFORMACIONES GENERALES					
	EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA:	OMICRON		CODIGO DE OBRA:	-				
	MODELO:	CPC100 + CP TD1		UBICACIÓN:	TECNOVA				
	CERTIFICADO:	OK		AMBIENTE/CLIMA:	DESPEJADO				
	OBSERVACIONES:			TEMPERATURA DEL AMBIENTE:	28 ° C				
				TEMPERATURA DEL ACEITE:	N/A				
			TEMPERATURA BOBINADO:	N/A					
			% HUMEDAD RELATIVA:	61%					
3.- INFORMACION DE EQUIPO PROBADO:									
EQUIPO PROBADO:		INTERRUPTOR EN SF6		I.D.:	INTERRUPTOR DE ENTRADA		No. FASES:	3	
MARCA:		SIEYUAN		No SERIE:	DD150202		AISLAMIENTO:	-	
CAPACIDAD:	3150 A	VOLTAJE:	69 KV	AÑO FABRIC.:	2015	TIPO:	LW36-72,5 W/T3150		
4.- RESULTADOS OBTENIDOS EN LA PRUEBAS:									
							TENSIÓN APLICADA:	10 kV	
Número	Medición	Modo prueba	V out [V]	I Out [A]	Perdidas de vatios [W]	FD medid. [%]	FD corr. [%]	Cap. med. [F]	Evaluación
1	A-C12	GST	9999	0,0001641	0,0301000	1,8363000	1,5328047	4,05E-11	Aprobado
2	A-C2G	GSTg-A	9999	0,0001226	0,0233000	1,9021000	1,5877295	2,95E-11	Aprobado
3	A-C12+C2G	UST-A	9999	0,0000417	0,0071000	1,7019000	1,4206177	1,11E-11	Aprobado
4	B-C12	GST	9999	0,0001580	0,0320000	2,0251000	1,6904007	3,89E-11	Aprobado
5	B-C2G	GSTg-A	9999	0,0001162	0,0207000	1,7802000	1,4859766	2,78E-11	Aprobado
6	B-C12+C2G	UST-A	10009	0,0000422	0,0123000	2,9066000	2,4262104	1,12E-11	Aprobado
7	C-C12	GST	9999	0,0001626	0,0071000	1,7019000	1,4206177	4,01E-11	Aprobado
8	C-C2G	GSTg-A	9999	0,0001211	0,0271000	2,2400000	1,8697830	2,91E-11	Aprobado
9	C-C12+C2G	UST-A	9999	0,0000426	0,0100000	2,3405000	1,9536728	1,13E-11	Aprobado
5.- CONCLUSIONES:									
RESULTADOS OBTENIDOS: NUEVO: <input type="checkbox"/> BUENO: <input checked="" type="checkbox"/> MALO: <input type="checkbox"/> DUDOSO: <input type="checkbox"/>									
6.- OBSERVACIONES: LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LAS PRUEBAS SE ENCUENTRAN DENTRO DEL COMISIONAMIENTO									

Figura. 53 Prueba de medición de factor de potencia en los bushing & interruptor
Fuente: Empresa Tecnova S.A.

3.1.5.2. Prueba de resistencia de contacto.

El objetivo de esta prueba es medir los valores de resistencia de contacto de cada uno de los polos del interruptor cuando este está en posición de cerrado con una corriente de prueba de 100 Amperios DC. Y es posible detectar el envejecimiento de los contactos por efectos de desgastes, frotamiento y la fuerza de los interruptores al momento de operarlos.

Para estas pruebas tendremos los siguientes valores de resistencia admisibles en ($\mu\Omega$) de acuerdo a la capacidad del interruptor:

Tabla 2 Resistencia admisible de acuerdo al interruptor

Tensión nominal del interruptor (KV)	RESISTENCIA ($\mu\Omega$)
hasta 25	100-350
hasta 120	80-200
De 120 a 300	100
Hasta 735	20-80

Fuente: El autor

FORMATO MAN SIS # 07

1.- INFORMACIÓN DEL EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA



EQUIPO UTILIZADO: OMICRON
 EN LA PRUEBA:
 MODELO: CPC100
 CERTIFICADO: OK
 OBSERVACIONES:

2.- INFORMACIONES GENERALES

CODIGO DE OBRA: -
 UBICACIÓN: TECNOVA
 AMBIENTE/CLIMA: DESPEJADO
 TEMPERATURA DEL AMBIENTE: 28 ° C
 TEMPERATURA DEL ACEITE: N/A
 TEMPERATURA BOBINADO: N/A
 % HUMEDAD RELATIVA: 61%

3.- INFORMACION DE EQUIPO PROBADO:

EQUIPO PROBADO: INTERRUPTOR EN SF6 ID EQUIPO: INTERRUPTOR DE ENTRADA

MARCA: SIEYUAN No SERIE: DD150202 AÑO/FABRIC: 2015

CAPACIDAD: 3150 A VOLTAJE: 69 KV TIPO: LW36-72,5 W/T3150 No DE FASES: A-B-C

4.- RESULTADOS OBTENIDOS EN LA PRUEBAS (RM):

CONTACTO PRINCIPAL	I (DC) Amperios	V (DC) Voltios	R med [$\mu\Omega$]	Desv. relación	Evaluación
A-M1	100,01	0,001765	17,65	-	Aprobado
B-M1	100,01	0,00186	18,63	-	Aprobado
C-M1	100,00	0,001765	17,65	-	Aprobado

5.- CONCLUSIONES:

RESULTADOS OBTENIDOS: NUEVO: BUENO: MALO: DUDOSO:

6.- OBSERVACIONES:

LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LAS PRUEBAS SE ENCUENTRAN DENTRO DEL COMISIONAMIENTO

Figura. 54 Prueba de medición de resistencia de contacto
 Fuente: Empresa Tecnova S.A.

3.1.5.3. Prueba de resistencia de aislamiento

El objetivo de estas pruebas es caracterizar el estado básico del aislamiento del interruptor a partir de la medición de la resistencia respecto al potencial de tierra y a

partir de este ensayo, puede detectarse la presencia de humedad, elementos contaminantes o envejecimiento sobre el aislamiento.

Los índices de absorción (RAD) superiores a 1 es un indicativo de una buena condición del aislamiento.

FORMATO MAN SIS # 01

1.- INFORMACIÓN DEL EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA



EQUIPO UTILIZADO: MEGGER
 EN LA PRUEBA: MEGGER
 MODELO: MIT 1025
 CERTIFICADO: OK
 OBSERVACIONES:

2.- INFORMACIONES GENERALES

CODIGO DE OBRA: -
 UBICACION: TECNOVA
 AMBIENTE: DESPEJADO
 TEMPERATURA DEL AMBIENTE: 28° C
 TEMPERATURA DEL ACEITE: -
 TEMPERATURA BOBINADO: -
 % HUMEDAD RELATIVA: 60%

3.- INFORMACION DE EQUIPO PROBADO:

EQUIPO PROBADO: INTERRUPTOR 69KV ID: INTERRUPTOR DE ENTRADA
 MARCA: SIEYUAN No SERIE: DD150202 FASE: A-B-C

4.- RESULTADOS OBTENIDOS EN LA PRUEBAS:

PRUEBA No	FASE A	FASE B	FASE C
VDC	5000	5000	5000
A LINEA	POLO ALTO	POLO ALTO	POLO ALTO
A GUARDA	-	-	-
A TIERRA	POLO BAJO	POLO BAJO	POLO BAJO
CONDICION: ESTADO ABIERTO			
TIEMPO (min)	GIGAOHMS	GIGAOHMS	GIGAOHMS
0,25	487,00	378,00	285,00
0,5	492,00	395,00	296,00
0,75	502,00	406,00	312,00
1	515,00	412,00	338,00
INDICE DE ABSORCION	1,05	1,04	1,14
PRUEBA No	FASE A	FASE B	FASE C
VDC	5000	5000	5000
A LINEA	POLO	POLO	POLO
A GUARDA	-	-	-
A TIERRA	T	T	T
CONDICION: ESTADO CERRADO			
TIEMPO (min)	GIGAOHMS	GIGAOHMS	GIGAOHMS
0,25	143,00	220,00	184,00
0,5	162,00	245,00	206,00
0,75	173,00	263,00	221,00
1	188,00	277,00	233,00
INDICE DE ABSORCION	1,16	1,13	1,14

5.- CONCLUSIONES:
 RESULTADOS OBTENIDOS: NUEVO: BUENO: MALO: DUDOSO:

6.- OBSERVACIONES:
 LOS VALORES OBTENIDOS EN LAS PRUEBAS ESTAN DENTRO DEL COMISIONADO

Figura. 55 Prueba de medición de resistencia de aislamiento
 Fuente: Empresa Tecnova S.A.

3.1.5.4. Prueba de tiempo de apertura y cierre.

El objetivo de esta prueba es el de medir el tiempo en el que opera el interruptor durante su apertura y cierre y los defectos detectables son:

- a) Se puede determinar la medición de tiempo que le lleva a la operación mecánica verificar su integridad y que está funcionando bien.
- b) Una operación mecánica es toda operación o ciclo de operación del interruptor que se realiza sin estar conectado al circuito de alta tensión.

Es necesaria la verificación de los tiempos de operación mecánicos a todos los interruptores, para tener su óptimo funcionamiento. Su operación incorrecta puede traer consecuencias desastrosas tanto para el equipo como para el personal de las subestaciones. Sin mencionar la pérdida por la falta de servicio y los costos de reparación.

FORMATO MAN SIS # 09

1.- INFORMACIÓN DEL EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA 2.- INFORMACIONES GENERALES



EQUIPO UTILIZADO:	Analizador de interruptor	CODIGO DE OBRA:	-
EN LA PRUEBA:	interrupor	UBICACION:	TECNNOVA
MODELO:	PME-500-TR	AMBIENTE:	DESPEJADO
SERIE:	109005	TEMPERATURA DEL AMBIENTE:	27°C
CERTIFICADO:	CALIBRACIÓN	TEMPERATURA DEL ACEITE:	-
OBSERVACIONES:		TEMPERATURA BOBINADO:	-
		% HUMEDAD RELATIVA:	61%

3.- INFORMACION DE EQUIPO PROBADO:

EQUIPO PROBADO:	INTERRUPTOR SF6	ID:	INTERRUPTOR DE ENTRADA
MARCA:	SIYUAN	No SERIE:	DD150202
AÑO:	2015		
CAPACIDAD:	3150 A	Vn:	69 KV
TIPO:	LW36-72.5W/T3150	FASE:	A-B-C

4.- RESULTADOS OBTENIDOS EN LA PRUEBAS (RM):

PRUEBA REALIZADA:	Linea 1	Linea 2	Linea 3
TIEMPO DE APERTURA (mseg.)	29,4	29,9	29,8
TIEMPO DE CIERRE (mseg.)	69,5	69,2	69,2

5.- CONCLUSIONES:

RESULTADOS OBTENIDOS: NUEVO: BUENO: MALO: DUDOSO:

6.- OBSERVACIONES: LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LAS PRUEBAS SE ENCUENTRAN DENTRO DEL COMISIONAMIENTO.

Figura. 56 Prueba de medición de tiempo de operación
Fuente: Empresa Tecnova S.A.

3.1.6. Seccionadores de 69 KV

Las tareas y actividades a realizar están basadas en la Norma IEC 62271-102:2001: Conmutadores y dispositivos de control de alta tensión – Parte 102: Seccionadores y conmutadores de puesta a tierra de corriente alterna. Las tareas y actividades a realizar son las siguientes:

- a) Inspección visual
- b) Verificación del cierre total y apertura total del seccionador
- c) Lubricación de contactos y partes móviles (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
- d) Prueba de resistencia de contacto
- e) Prueba de resistencia de aislamiento

3.1.6.1. Prueba de resistencia de contacto.

El objetivo de esta prueba es de medir los valores de resistencia de contacto de cada uno de las fases del seccionador cuando el mismo este en posición de cerrado con una corriente de prueba de 100 Amperios Dc. Es posible detectar el envejecimiento de los contactos por efectos de desgastes, frotamiento y la fuerza de los interruptores al momento de operarlos. Para la prueba de resistencia de contacto tiene el mismo objetivo que la prueba realizada en los interruptores expuesta en el presente trabajo.

FORMATO MAN SIS # 07

1.- INFORMACIÓN DEL EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA 2.- INFORMACIONES GENERALES



EQUIPO UTILIZADO:	OMICRON	CODIGO DE OBRA:	-
EN LA PRUEBA:	CPC100	UBICACION:	TECNOVA
MODELO:	QB356W	AMBIENTE/CLIMA:	DESPEJADO
SERIE:	CALIBRACIÓN	TEMPERATURA DEL AMBIENTE:	27 °C
CERTIFICADO:		TEMPERATURA DEL ACEITE:	-
OBSERVACIONES:		TEMPERATURA BOBINADO:	-
		% HUMEDAD RELATIVA:	60%

3.- INFORMACION DE EQUIPO PROBADO:

EQUIPO PROBADO:	SECCIONADOR DE POTENCIA	ID EQUIPO:	BAHIA DE ENTRADA - LINEA
MARCA:	SIEYUAN	No SERIE:	Q0975
AÑO/FABRIC:	2015		
CORRIENTE:	1250 A	VOLTAJE:	69 KV
TIPO:	GW4A-72.5 (G.W)		FASE:
			A-B-C

4.- RESULTADOS OBTENIDOS EN LA PRUEBAS (RM):

Ipueba

CONTACTO PRINCIPAL	MEDICION (OHMIOS)
FASE A	0,00004210
FASE B	0,00003308
FASE C	0,00005099

6.- CONCLUSIONES:

RESULTADOS OBTENIDOS: NUEVO: BUENO: MALO: DUDOSO:

7.- OBSERVACIONES:

Figura. 57 Prueba de medición de resistencia de contacto
Fuente: Empresa Tecnova S.A.

3.1.6.2. Prueba de resistencia de aislamiento a seccionadores 69kv

El objetivo de estos ensayos es determinar el estado básico del aislamiento del seccionador a partir de la medición de la resistencia respecto al potencial de tierra. A partir de esto, puede detectarse la presencia de humedad, elementos contaminantes o envejecimiento sobre el aislamiento.

Los índices de absorción (RAD) superiores a 1 es un indicativo de una buena condición del aislamiento

FORMATO MAN SIS # 01



1.- INFORMACIÓN DEL EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA

EQUIPO UTILIZADO:

EN LA PRUEBA:

MODELO:

CERTIFICADO:

OBSERVACIONES:

2.- INFORMACIONES GENERALES

CODIGO DE OBRA:

UBICACION:

AMBIENTE/CLIMA:

TEMPERATURA DEL AMBIENTE:

TEMPERATURA DEL ACEITE:

TEMPERATURA BOBINADO:

% HUMEDAD RELATIVA:

3.- INFORMACION DE EQUIPO PROBADO:

EQUIPO PROBADO: ID BAHIA:

MARCA: No SERIE: AÑO/FABRIC:

4.- RESULTADOS OBTENIDOS EN LA PRUEBAS: SALIDA DE ALIMENTACION Y GND

PRUEBA No	A	B	C
Fac. corr 20°C	1	1	1
VDC	5000	5000	5000
POSITIVO	T	T	T
GUARDA	-	-	-
NEGATIVO	H	H	H
TIEMPO (min)	GIGAOHMS	GIGAOHMS	GIGAOHMS
0,25	56	68,9	52,6
0,5	67,2	72,1	77,2
0,75	83,1	75,2	86,1
1	101,7	83,1	103,2
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
10			
INDICE DE ABSORCION	1,51	1,15	1,34
INDICE DE SOLARIZACION			

5.- CONCLUSIONES:

RESULTADOS OBTENIDOS: NUEVO: BUENO: MALO DUDOSO:

6.- OBSERVACIONES:

Figura. 58 Prueba de medición de resistencia de aislamiento
Fuente: Empresa Tecnova S.A.

3.1.7. Pararrayo de 69 KV

Las inspecciones a pruebas a realizar anualmente son las siguientes:

- Prueba de factor potencia
- Prueba de resistencia de aislamiento
- Revisión de posible despostillamiento, partiduras y sedimentación de porcelana.

El procedimiento de estas pruebas están basadas a la Norma IEC 60099-4:2007, parte 4 de pararrayo de óxido metálico sin explosores.

3.1.7.1. Prueba de resistencia de aislamiento.

El objetivo de estas pruebas es caracterizar el estado básico del aislamiento del pararrayo a partir de la medición de la resistencia respecto al potencial de tierra. Y puede detectarse la presencia de humedad, elementos contaminantes o envejecimiento sobre el aislamiento. Los índices de absorción (RAD) superiores a 1 es un indicativo de una buena condición del aislamiento.

FORMATO MAN SIS # 01

1.- INFORMACIÓN DEL EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA



EQUIPO UTILIZADO:
 EN LA PRUEBA:
 MODELO:
 CERTIFICADO:
 OBSERVACIONES:

2.- INFORMACIONES GENERALES

CODIGO DE OBRA:
 UBICACION:
 AMBIENTE/CLIMA:
 TEMPERATURA DEL AMBIENTE:
 TEMPERATURA DEL ACEITE:
 TEMPERATURA BOBINADO:
 % HUMEDAD RELATIVA:

3.- INFORMACION DE EQUIPO PROBADO:

EQUIPO PROBADO: ID BAHIA:
 MARCA: No SERIE: FASE A/B/C: AÑO/FABRIC:

4.- RESULTADOS OBTENIDOS EN LA PRUEBAS: SALIDA DE ALIMENTACION Y GND

PRUEBA No	A	B	C
Fac. corr 20°C	1	1	1
VDC	5000	5000	5000
POSITIVO	T	T	T
GUARDA	-	-	-
NEGATIVO	H	H	H
TIEMPO (min)	GIGAOHMS	GIGAOHMS	GIGAOHMS
0,25	113,9	62,1	127,9
0,5	216,7	72,4	178,2
0,75	221,2	86,8	184,3
1	308,7	142,1	202,9
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
10			
INDICE DE ABSORCION	1,42	1,96	1,14
INDICE DE POLARIZACION			

5.- CONCLUSIONES:
 RESULTADOS OBTENIDOS: NUEVO: BUENO: MALO: DUDOSO:

6.- OBSERVACIONES:

Figura. 59 Prueba de medición de resistencia de aislamiento
 Fuente: Empresa Tecnova S.A.

3.1.7.2. Prueba de factor de potencia.

El objetivo de esta prueba es el de medir los valores de Capacitancia y de Factor de Potencia (factor de disipación) del pararrayo y puede detectarse defectos como:

- Puede determinarse envejecimiento del sistema de aislamiento del pararrayo.
- Es posible detectar contaminación y grietas en la estructura del pararrayo

Como no tenemos una norma específica a los valores del factor de potencia de los pararrayos ya que estos comúnmente son altos, lo que nos interesa es el valor de las pérdidas de la misma sean menor a 1[W] por especificaciones del fabricante.

FORMATO MAN SIS # 06							
1.- INFORMACIÓN DEL EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA				2.- INFORMACIONES GENERALES			
	EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA:	OMICRON		CODIGO DE OBRA:	-		
	MODELO:	CPC100+CP TD1		UBICACION:	TECNOVA		
	CERTIFICADO:	OK		AMBIENTE/CLIMA:	DESPEJADO		
	OBSERVACIONES:			TEMPERATURA DEL AMBIENTE:	25 ° C		
				TEMPERATURA DEL ACEITE:	N/A		
			TEMPERATURA BOBINADO:	N/A			
			% HUMEDAD RELATIVA:	62%			
3.- INFORMACION DE EQUIPO PROBADO:							
EQUIPO PROBADO:	PARARRAYOS 69KV		LD:	LINEA DE ENTRADA		No. FASES:	A-B-C
MARCA:	MACLEAN		No SERIE:	-		VOLTAJE:	60 KV
						Factor de Correccion (K):	1,12
4.- RESULTADOS OBTENIDOS EN LA PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA:							
FASE / MODO	TENSION APLICADA (V)	CORRIENTE DE SALIDA (A)	PERDIDAS EN VATIOS (W)	CAPACITANCIA MEDIDA (F)	DF. MEDIDA (%)	FP corr. (%) a 20 °C	
A / GST	10000	0,000224332	0,14220	5,6387E-11	6,35410	5,67330	
B / GST	10000	0,00023772	0,162700	5,9913E-11	6,86100	6,12589	
C / GST	10000	0,000230503	0,15530	5,8006E-11	6,75420	6,03054	
6.- CONCLUSIONES:							
RESULTADOS OBTENIDOS: NUEVO: <input type="checkbox"/> BUENO: <input checked="" type="checkbox"/> MALO: <input type="checkbox"/> DUDOSO: <input type="checkbox"/>							
7.- OBSERVACIONES: LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LAS PRUEBAS SE ENCUENTRAN DENTRO DEL COMISIONADO.							

Figura. 60 Prueba factor de potencia
Fuente: Empresa Tecnova S.A.

3.1.8. Mantenimiento a tableros de control de subestación

Las pruebas de rutinas a realizar en los tableros de control con frecuencia anual son los siguientes:

- Limpieza de tableros y verificación de rotulación y señalización de los elementos del tablero.
- Pruebas de disparo y alarmas de los relés de protección.
- Inspección y prueba de equipos de telecontrol.

Las pruebas deben ser basadas a las siguientes normas:

- a) Norma IEC 60255:2006: Relé eléctricos de medida y equipos de protección
- b) Norma IEC 60870: 2011: Equipos y sistemas de telecontrol.

3.2. Mantenimiento correctivo

El mantenimiento correctivo en la subestación tiene como principal objetivo reemplazar partes o equipos completos, elementos y dispositivos que han sufrido averías ante la presencia de fallas, como primer paso es eliminar las causas que han producido las mismas y luego el reestableciendo su funcionamiento. Este tipo de mantenimiento también se lo realiza para reemplazar equipos, elementos y dispositivos que han cumplido con su vida útil dentro de la subestación, permitiendo con esto garantizar la continuidad del suministro de energía.

A continuación se muestra el esquema para el mantenimiento correctivo de la subestación en el cual se debe especificar el equipo a intervenir, repuestos utilizados y a su vez un registro fotográfico del equipo averiado o falla producida.

Tabla 3 Esquema para el registro de mantenimiento correctivo

Subestación Tecnova S.A.	Plan de Mantenimiento preventivo	Fecha:	Hoja 1/1
	Inspección General		
Instalación o equipo: transformador de poder			
Técnico responsable de mantenimiento:			
Hora de inicio:		Hora Final:	
Descripción	Revisiones	Repuestos Utilizados	
Herramientas y E.P.P.	Registro fotográfico		
Observaciones:			
Firma de técnico responsable		Gerente Técnico	

Fuente: El autor

3.2.1. Mantenimiento correctivo por falla de energía

El mantenimiento correctivo por falla de energía afecta a toda la subestación como tal, ya que este depende del tipo de falla que lo provoque, es decir externa o interna. Si es una falla externa, se debe revisar a que elementos, dispositivos o equipos de la subestación afectó y una vez detectado el elemento, realizar su respectivo mantenimiento correctivo, para los cuales se detallan los elementos a intervenir.

- a) Mantenimiento correctivo en interruptores de potencia.
 - Reemplazo de gas hexafluoruro de azufre (SF6).
 - Reemplazo de contactos de potencia fijo y móvil.
 - Reemplazo del mecanismo de operación.
 - Reemplazo del equipo (interruptor de potencia).
- b) Mantenimiento correctivo en transformadores de medida (TC y TP).
 - Reemplazo de aceite.

- Reemplazo de equipos (transformador de corriente y transformador de potencial).
- c) Mantenimiento correctivo en barras.
- Reemplazo del conductor o barra tubular.

3.2.2. Mantenimiento correctivo por falla de transformadores

El mantenimiento correctivo por falla de transformadores, depende de una adecuada evaluación de daños a los elementos y componentes del equipo de la subestación. Las posibles actividades a realizar para un mantenimiento correctivo en transformadores son:

- Rebobinado de los devanados.
- Reemplazo de ventiladores y calefactores averiados.
- Reemplazo de radiadores averiados.
- Reemplazo de instrumentos y accesorios (fusibles, reguladores de voltaje, cableado, etc.).
- Cambio de aceite aislante.
- Reemplazo del equipo (transformador).

3.2.3. Mantenimiento correctivo por falla de apertura de Reconectores

El mantenimiento correctivo por falla de apertura de reconectores, depende de una adecuada evaluación de daños a los elementos y componentes. Las posibles actividades a realizar para un mantenimiento correctivo en reconectores son:

- Pintura en general del reconector.
- Reemplazo de contactos.
- Reemplazo del actuador magnético.
- Reemplazo de instrumentos y accesorios (interruptor de vacío, resorte de apertura, sensores, etc.).
- Cambio de aceite y gas.
- Reemplazo del equipo (reconector).

3.3.4. Mantenimiento correctivo por falla de apertura de seccionadores

El mantenimiento correctivo por falla de apertura de seccionadores, dependerá de una adecuada evaluación de daños a los elementos y componentes. Las posibles actividades a realizar para un mantenimiento correctivo en seccionadores son:

- Reemplazo de contactos.
- Reemplazo del mecanismo de operación.
- Reemplazo de instrumentos y accesorios (fusibles, bisagras, etc.).
- Reemplazo de aisladores de soporte.
- Cambio del sistema de engranaje.
- Reemplazo del equipo (seccionador).

3.3. Formulación del plan de mantenimiento

La formulación de dicho plan de mantenimiento es establecer los pasos y la descripción de actividades y tareas a realizar a los diferentes equipos y elementos de protección de la subestación con el fin de prevenir posibles fallas de los mismos. Los pasos considerados para un correcto plan de mantenimiento serán los siguientes:

- Describir los datos técnicos de cada uno de los equipos de la subestación.
- Indicar los equipos o elementos que serán intervenidos en el mantenimiento.
- Presentar el procedimiento a seguir para cada una de las actividades a realizar.
- Elaborar un informe final de los resultados y observaciones luego del mantenimiento.

En la siguiente tabla presentaremos el plan de mantenimiento para el transformador de poder de la subestación:

Tabla 4 Plan de mantenimiento a transformador de poder

Subestación Tecnova S.A.	Plan de Mantenimiento preventivo	Frecuencia:	Hoja 1/1
	Inspeccion General	Fecha	
Instalación o equipo: transformador de poder			
Técnico responsable de mantenimiento:			
Hora de inicio:		Hora Final:	
Herramientas		Equipos de protección	
Kilovoltímetro		Casco	
Provador de aislamiento(Megger)		Guantes con palma de nitrilo	
Medidor de relacion de transformador(TTR)		Botas dielectricas	
Fuente de alimentacion alterna(Generador)			
Riesgo de trabajo y medidas preventivas			
1. Riesgos eléctricos: No se debe manipular equipos ni conductores energizados. Desenergizar equipos antes de intervenirlos			
2. Productos químicos: Utilizar guantes adecuados para la actividad y leer las caracterisicas del componente.			
3. Zonas con altas temperaturas: Evitar el contacto con partes calientes			
Equipo	Descripción	Valor Nominal	Resultados
Transformador	Inspección visual de conexiones		
	Temperatura del Transformador		
	Ajuste mecánico		
	Ajuste de conexiones y terminales de bushings.		
	Verificación de Relé Buchholz.		
	Verificación de Válvula de sobre presión.		
	Verificación de presencia de fuga de aceite.		
	Prueba de barrido de frecuencia		
	Prueba de relación de transformación		
	Prueba de corriente excitación		
	Prueba de resistencia de aislamiento en devanados		
	Prueba de factor de potencia del devanado		
	Prueba de factor de potencia de bornes		
	Prueba de resistencia de aislamiento		
	Pruebas dieléctricas de aceite		
	Pruebas físicas y químicas del aceite		
	Pruebas de contenido de humedad .		
	Prueba de índice calorímetro (color)		
Análisis cromatográfico del aceite			
Cambio de silica gel.			
Observaciones:			

Firma de técnico responsable	Gerente Técnico
-------------------------------------	------------------------

Fuente: El autor

3.3. Elaboración de cronograma de mantenimiento

Para la elaboración del cronograma de mantenimiento se consideran varios factores, tales como: el número de elementos y equipos que se tiene, el tiempo de vida de útil, la disponibilidad del equipo y a su vez la consideraciones establecidas por el fabricante. Con esta información se genera el cronograma de trabajo de los mismos ya sean mensual, trimestral, semestral o anual. A continuación se presenta el cronograma de mantenimiento para el transformador de poder.

Tabla 5 Cronograma de mantenimiento del Transformador de poder

Subestación Tecnova S.A.	Plan de Mantenimiento preventivo	Fecha de Vigencia:	Hoja 1/1
Inspección General			
Instalación o equipo: transformador de poder			
Actividades	Equipos de Prueba	Ejecución	Frecuencia
Ventiladores: limpieza y lubricación	Herramientas y materiales de limpieza	Desenergizado	Semestral
Pruebas Electricas en el transformador	Megger, Medidor de relación de transformador (TTR)	Desenergizado	Anual
Terminales y conexiones de puesta a tierra	Herramientas y materiales de limpieza	Desenergizado	Anual

Fuente: El autor

3.4. Operación de la subestación Tecnova

La subestación Tecnova cuenta con una línea de entrada, línea de salida y bahía de transformador. De acuerdo al diagrama unifilar de la subestación de la empresa Tecnova. La tabla 6, tabla 7, tabla 8 se detallan los equipos y su nomenclatura en el plano.

Tabla 6 Nomenclatura de Línea de Entrada

Línea de Entrada	
89-H1A	Seccionador manual hacia la línea de entrada
89-H1B	Seccionador manual hacia barra de línea de entrada

89-H1C	Seccionador motorizado de BY-PASS línea de entrada
89-H1CPT	Seccionador manual de puesta a tierra by-pass línea de entrada
52-H1	Interruptor línea de entrada
TC-H1	Transformador de corriente línea de entrada
TP-01	Tablero de control y protección de línea de entrada
751-1	Relé de protección línea de entrada

Fuente: El autor

Tabla 7 Nomenclatura de Línea de Salida

Línea de Salida	
89-H2A	Seccionador manual hacia la línea de salida
89-H2B	Seccionador manual hacia barra de línea de salida
89-H2C	Seccionador motorizado de by-pass línea de salida
89-H2CPT	Seccionador manual de puesta a tierra by-pass línea de salida
52-H2	Interruptor línea de salida
TC-H2	Transformador de corriente línea de salida
TP-02	Tablero de control y protección de línea de salida
751-2	Relé de protección línea de salida

Fuente: El autor

Tabla 8 Nomenclatura de Barra

Barras	
TP	Transformador de potencial
TP-03	Tablero de control y protección de barras
487B	Relé de protección de barras

Fuente: El autor

3.4.1 Descripción del sistema de control

La subestación Tecnova posee 4 niveles de control.

- Nivel 0: Operación desde patio
- Nivel 1: Operación desde el cuarto de control
- Nivel 2: Operación desde el SCADA
- Nivel 3: Operación desde el centro de control

De acuerdo a la filosofía de control si se encuentra habilitado el nivel 0, los niveles superiores a este no podrán operar los equipos de la subestación.

3.4.1.1. Descripción de control nivel 0.

El nivel 0 es el comando local de los equipos que permite la operación de los equipos por el accionamiento directo de los mandos desde el gabinete de control. Solo se debe trabajar en nivel 0 en caso de emergencia o mantenimiento.

- Control del interruptor

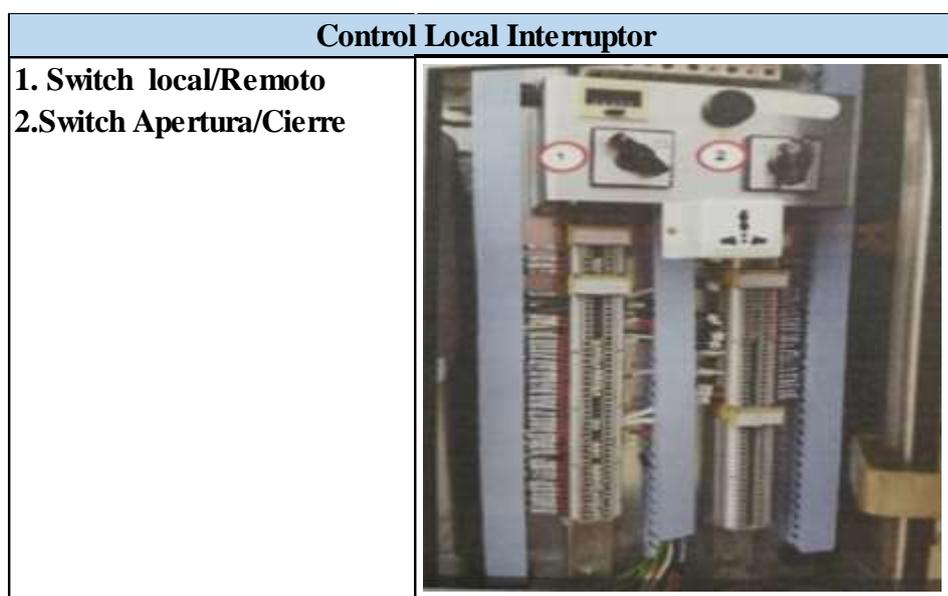


Figura. 61 Gabinete de control de Interruptor
Fuente: Tecnova S.A.

- Control de seccionador

El seccionador puede ser operado de forma manual y motorizada. El seccionador motorizado en nivel 0 tiene dos formas de operación: manual por medio de manivela y eléctrica por medio de botoneras de mando.

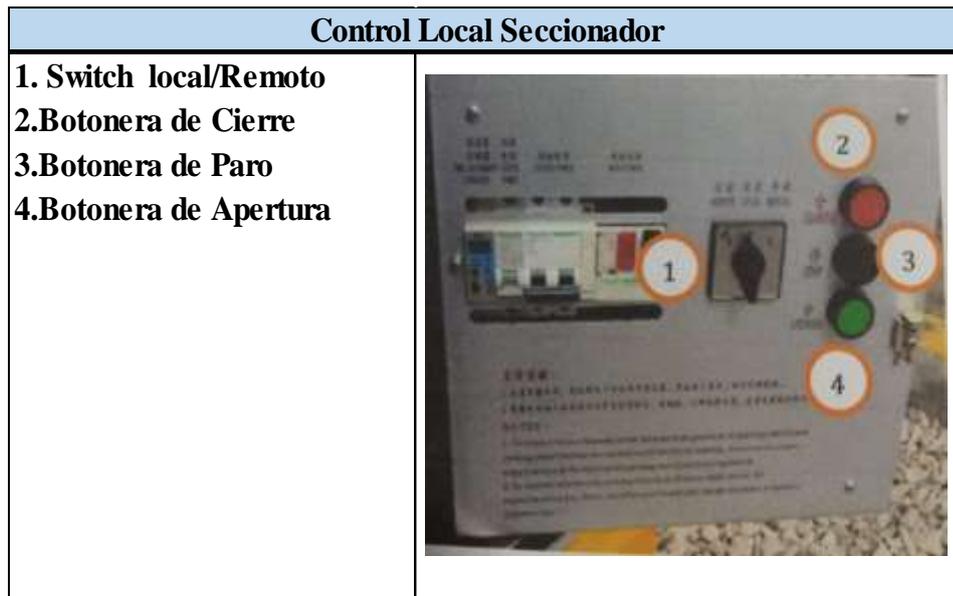


Figura. 62 Gabinete de control de seccionador
Fuente: Tecnova S.A.

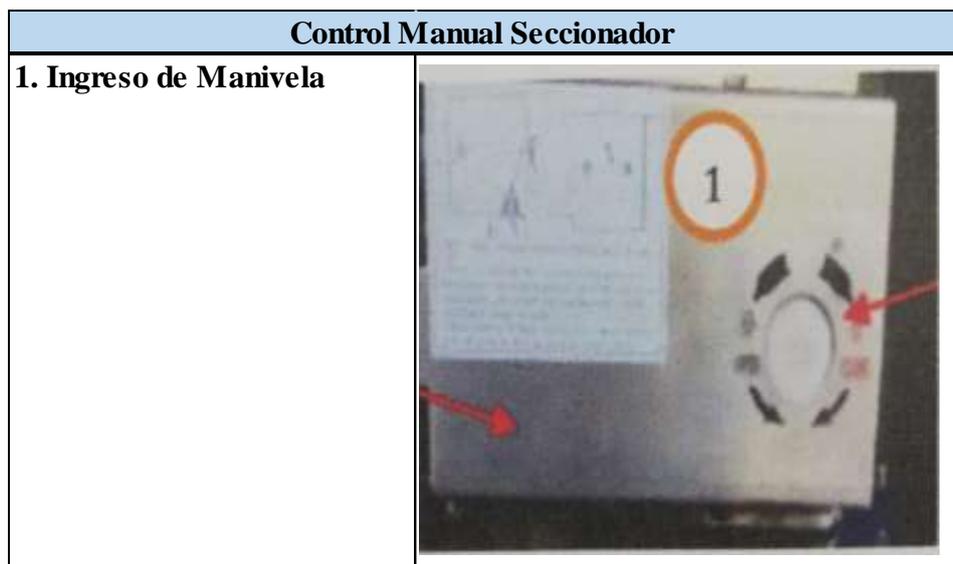


Figura. 63 Control Manual Seccionador
Fuente: Tecnova S.A.

Para los seccionadores manuales se encuentran instalados mecanismos de bloqueos eléctricos el cual se muestra en la siguiente figura.



Figura. 64 Mecanismo de bloqueo para seccionadores manuales
Fuente: Tecnova S.A.

3.4.1.2. Descripción de control nivel 1.

Todas las funciones de comando de nivel 1 se realizan desde el cuarto de control a través de los tableros de control y protección de cada línea. Para la operación de los equipos desde el nivel 1 se debe tener a los equipos en remoto.

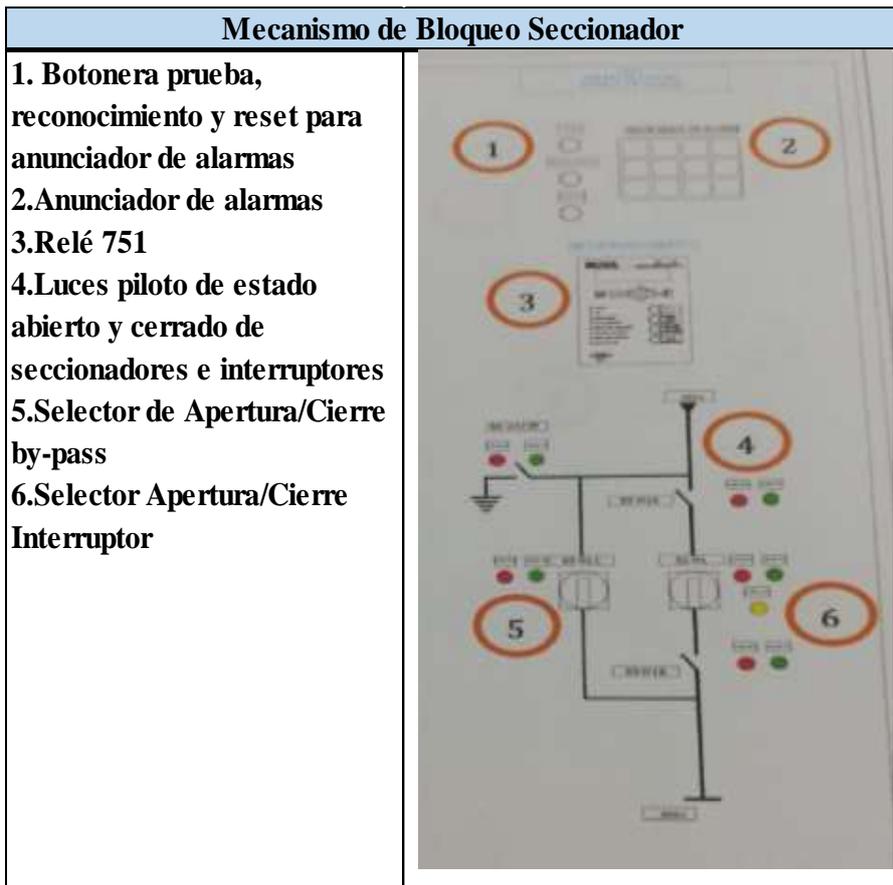


Figura. 65 Tablero de línea de entrada/salida
Fuente: Tecnova S.A.

3.4.1.3. Descripción de control nivel 2.

La S/E. Tecnova se tiene acceso al nivel 2 solo si se conecta al switch de la subestación y se conecta a través del programa RTAC, dado que no se encuentra con un HMI.

3.4.1.4. Descripción de control nivel 3.

El nivel 3 únicamente tiene acceso el personal de centro de control de CNEL Unidad de Negocio Guayaquil.

CAPÍTULO 4

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. Conclusiones

El manual de mantenimiento preventivo y correctivo va a permitir establecer los parámetros de cada uno de los equipos que conforman la subestación y a su vez la continuidad del cronograma de mantenimiento en casos del cambio del personal administrativo o de la persona encargada de la gestión de mantenimiento de la subestación.

Debido al cambio de personal administrativo y personal de mantenimiento este manual servirá como herramienta para la capacitación y operación de la subestación para el nuevo personal del departamento y a su vez para establecer las actividades que se realizan según el plan de mantenimiento.

Para mantener las condiciones básicas de los equipos de la subestación e incrementar la vida útil de los mismos es necesario seguir a cabalidad el plan de mantenimiento y las actividades establecidas según la frecuencia ya establecida, las mismas que están basadas en las normativas vigentes y por el manual del fabricante.

Este manual puede ser utilizado como una guía para el mantenimiento de otras subestaciones ya que comprenderán los mismos equipos a diferente potencia y a su vez las pruebas a realizar como las actividades de mantenimientos serán las mismas para cualquier subestación.

4.2. Recomendaciones

Se recomienda establecer un sistema de vigilancia que permita monitorear el estado y las condiciones básicas de los equipos y de esta manera poder prevenir un posible fallo de la subestación, garantizando de esta manera a continuidad de servicio.

Es necesario capacitar al personal para la operación de la subestación y las actividades se deben realizar siguiendo las normas de seguridad establecida para los mantenimientos e inspecciones visuales dentro subestación cuando esta se encuentre energizada y evitar posibles daños físicos al personal inmerso en dichas actividades

Se recomienda aplicar las medidas de seguridad y los permisos de trabajos propuesto en el presente informe para precautelar la salud e integridad física del personal de mantenimiento

Se sugiere la socialización de este documento al personal operativo y de mantenimiento para que conozcan las actividades y los riesgos que están expuestos al realizar trabajos o toma d datos dentro de la subestación.

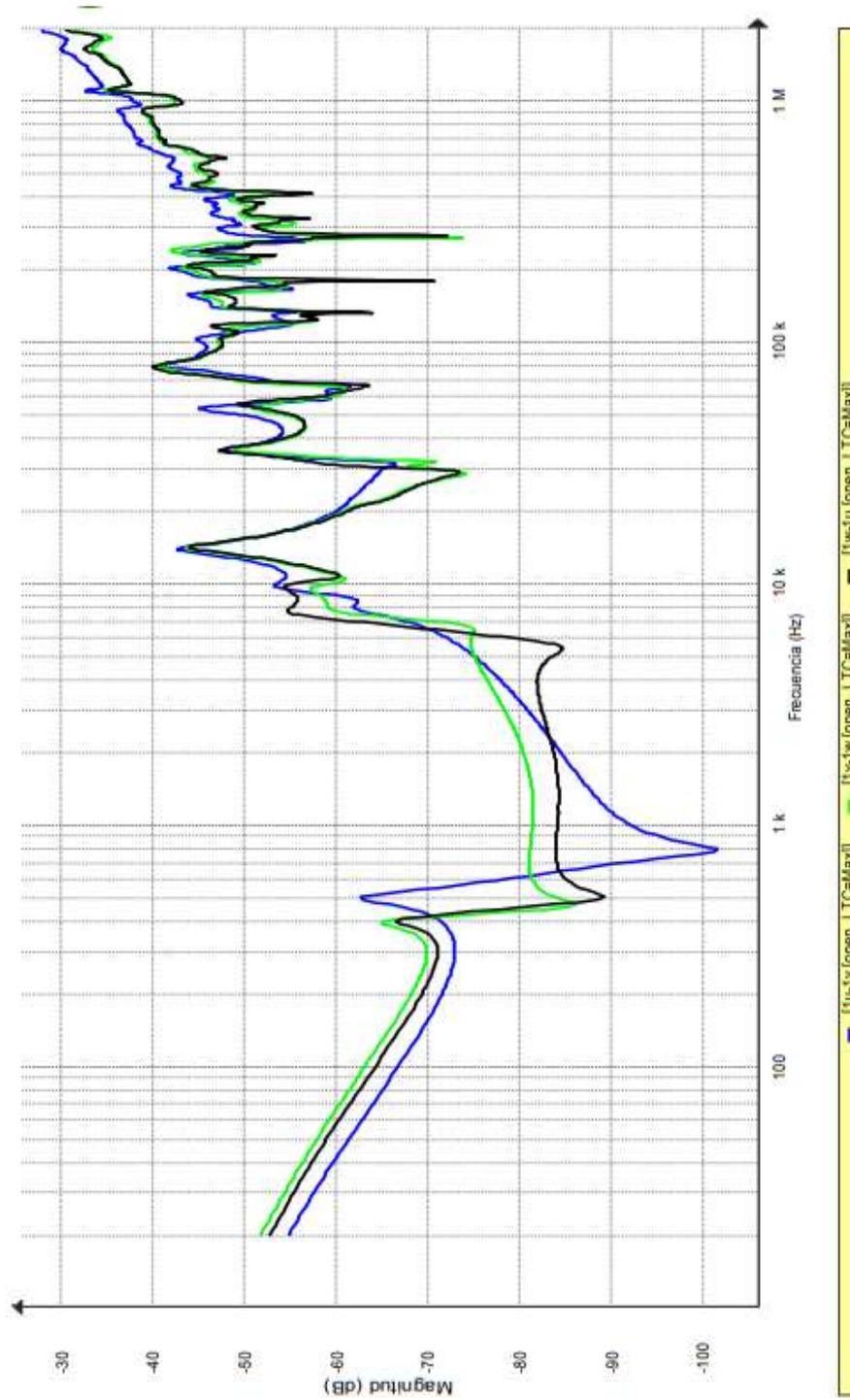
REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

- ABB. (2017). Transformadores de corriente modelo IMB (36 - 800 kV) - Transformadores de Instrumento de alta tensión | ABB. <https://new.abb.com/high-voltage/pt/transformadores-de-instrumento-de-alta-tensao/current/imb>
- ABB. (2017). Transformadores de Instrumento de alta tensión | ABB. <https://new.abb.com/high-voltage/pt/transformadores-de-instrumento-de-alta-tensao>
- Blanco, J. P. S. (2016). Técnico electricista 8 - Generación y transmisión de energía: Curso visual y práctico. RedUsers.
- Castillo, J. C. M. (2018). FPB - Equipos eléctricos y electrónicos (2018). Editex.
- Enríquez, G. (2004). Diseño de sistemas eléctricos/ Electrical System Design: Basado En La Norma Oficial Mexicana De Instalaciones Eléctricas. Editorial Limusa.
- Espinoza Guerrero, J., & Estupiñán Segura, P. (2010). Guía de selección de sistema de protección en subestaciones por medio de relés basados en microprocesadores aplicado en subestaciones de transmisión. <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/2093>
- FEM S.A.S. (2016). Fabricaciones Electromecánicas Fem SAS - Herrajes para Transmisión y Distribución. Fabricaciones Electromecánicas Fem SAS. <https://www.femsas.com/herrajes-para-transmision-y-distribucion>
- González, F. J. E. (2017). Montaje de redes eléctricas aéreas de alta tensión. ELEE0209. IC Editorial.
- Harper, G. E. (2006). Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión / Fundamentals of Electrical Installations of Medium and High Tensión. Editorial Limusa.
- INAEL. (2019). Surge arresters. Inael Electrical Systems. <http://inael.com/producto/surge-arresters/?lang=en>
- Jaramillo Carrión, L. R., & Miño Santander, L. B. (2018). Manual de verificación y mantenimiento subestación eléctrica CC Santo Domingo. <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/31303>
- Megaelectric. (2019). Productos | Equipos y materiales para distribución eléctrica. Megaelectric. <https://www.megaelectric.com.mx/productos/>

- Meythaler, G., & Agosto, N. (2019). Modelamiento y simulación del efecto «Flashover Voltage» en los aisladores de suspensión de las líneas de transmisión de 500KV, ante el impacto de la caída de ceniza del Volcán Cotopaxi en la zona de mayor influencia. <http://repositorio.espe.edu.ec/jspui/handle/21000/15633>
- Mohíno, J. M. (2009). Reglamento de líneas de alta tensión y sus fundamentos técnicos. Editorial Paraninfo.
- Moncayo, J. M. S. (2016). Operaciones de montaje de apoyos en redes eléctricas aéreas. ELEE0108. IC Editorial.
- Montecelos, J. T. (2013). Desarrollo de redes eléctricas y centros de transformación. Editorial Paraninfo.
- Montecelos, J. T. (2015). Subestaciones eléctricas. Ediciones Paraninfo, S.A.
- Montecelos, J. T. (2015). Subestaciones eléctricas. Ediciones Paraninfo, S.A.
- Palacios, R., & Luis, J. (2017). Diseño de un sistema contra incendio para una subestación eléctrica con transformador de potencia. <http://repositorio.ucsg.edu.ec/handle/3317/9083>
- Partiluz S.A. (2019). Transformadores de potencia – Partiluz S. A. <https://www.partiluz.com.uy/producto/transformadores-de-potencia/>
- Pérez, J. G. J. (2013). Mantenimiento de redes eléctricas aéreas de alta tensión. ELEE0209. IC Editorial.
- Premier Tech. (2016, Enero 20). Partes de un trafo. Formación para la Industria 4.0. <https://automatismoindustrial.com/motores/1-3-6-transformadores/1-3-6-2-partes-de-un-trafo/>
- PROEINSA. (2018). Mantenimiento Subestación Eléctrica De 24 MVA a 69000 Voltios. PROEINSA. <http://proeinsa.com/proyectos/mantenimiento-subestacion-electrica-de-24-mva-a-69000-voltios-6/>
- Ramírez, A. J. M. (2016). Montaje de elementos y equipos de instalaciones eléctricas de baja tensión en edificios. ELES0208. IC Editorial.
- Raya, F. J. (2018). Mantenimiento preventivo de sistemas de automatización industrial. ELEM0311. IC Editorial.
- Robledo, F. H. (2014). Riesgos eléctricos y mecánicos. Ecoe Ediciones.
- Sacristán, F. R. (2001). Manual del mantenimiento integral en la empresa. FC Editorial.

- Saverio, T. (2014). Desarrollo de un programa informático para el cálculo eléctrico de líneas aéreas de transmisión. <http://repositorio.ucsg.edu.ec/handle/3317/2892>
- Trasancos, J. G. (2016). Instalaciones eléctricas en media y baja tensión 7.^a edición 2016. Ediciones Paraninfo, S.A.
- Vilardell, E. N. (2013). Mantenimiento industrial práctico: Aprende siguiendo el camino contrario. Fidestec.
- Viteri Toquica, D., Garzón Bustos, C., & Narvaéz Cubillos, A. (2017). Análisis de Confiabilidad en Subestaciones Eléctricas Tipo Maniobra Implementando el Transformador de Tensión con Núcleo de Potencia. *Ingeniería*, 22(1), 65-82. <https://doi.org/10.14483/udistrital.jour.reving.2017.1.a09>

ANEXOS



Anexo 1 Gráfica de barrido de frecuencia a transformador de potencia

Anexo 2: Diagrama Unifilar y de Control de la subestación Tecnova S.A.

Anexo 3: Vista lateral de equipos de la subestación



DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Sigüencia García, Jonathan Fernando** con C.C: # 092935177-3 autor del Trabajo de Titulación: **Manual de Mantenimiento Preventivo y Correctivo de la Subestación de 5 MVA de 69-13.8 KV de la Empresa TECNOVA S.A.**, previo a la obtención del título de **INGENIERO 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, 4 de marzo del 2020

f. _____

Nombre: Sigüencia García, Jonathan Fernando

C.I: 092935177-3

REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA		
FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN		
TÍTULO Y SUBTÍTULO:	Manual de Mantenimiento Preventivo y Correctivo de la Subestación de 5 MVA de 69-13.8 KV de la Empresa TECNOVA S.A.	
AUTOR(ES)	Sigüencia García, Jonathan Fernando	
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	Ing. Hidalgo Aguilar, Rafael	
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil	
FACULTAD:	Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo	
CARRERA:	Ingeniería Eléctrico Mecánica	
TÍTULO OBTENIDO:	Ingeniero Eléctrico Mecánico	
FECHA DE PUBLICACIÓN:	4 de marzo del 2020	No. DE PÁGINAS: 98
ÁREAS TEMÁTICAS:	Sistemas de potencia, Subestaciones, mantenimiento	
PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:	Mantenimiento Correctivo, Mantenimiento Preventivo, Planificación de mantenimiento, Cronograma de actividades.	
<p>El presente proyecto tiene como objetivo la realización de un manual de mantenimiento preventivo y correctivo de la subestación de 5MVA a 69-13.8kv para la empresa Tecnova S.A, con la finalidad de establecer los procedimientos para los tipos de mantenimientos establecido para la subestación, siguiendo los parámetros y normas internacionales de seguridad vigentes con el fin de precautelar la seguridad del personal inmerso en dichas actividades, en el presente documento se enfatiza en la asignación de actividades y su registro luego de concluir las mismas con el fin de que se cumplan todos los aspectos del mantenimiento y garantizar la confiabilidad y continuidad de los equipos que componen la subestación y de la misma manera extender la vida útil de los mismos.</p> <p>Dentro del documento se especifica los trabajos, tareas a realizar así como las pruebas eléctricas de cada uno de los equipos y componentes principales de la subestación, con esta información se elabora un plan de mantenimiento donde se registra cada una de las actividades y sus respectivos equipos de prueba e implementos de seguridad que se deben utilizarse en las diferentes tareas asignadas, registrando los parámetros iniciales y finales durante las pruebas eléctricas, de la misma manera se establece las recomendaciones para dichos trabajos y la frecuencia en las que deben ser realizadas, lo cual será de mucha utilidad para mantener una base de datos que proporcione información y permita prevenir daños futuros.</p>		
ADJUNTO PDF:	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO
CONTACTO CON AUTOR/ES:	Teléfono: +593981262321	E-mail: jsiguencia94@gmail.com
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN: COORDINADOR DEL PROCESO DE UTE	Nombre: Ing. Orlando Philco Asqui	
	Teléfono: +593980960875	
	E-mail: luis.philco@cu.ucsg.edu.ec	
SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA		
Nº. DE REGISTRO (en base a datos):		
Nº. DE CLASIFICACIÓN:		
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):		