



ANÁLISIS DE CRITICIDAD DE INTERRUPTORES DE POTENCIA DE LA ESTACIÓN CORONEL OVIEDO DE LA ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD

CARLOS RAMÓN AVALOS GARCÍA

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

Coronel Oviedo - Paraguay

Año 2019

ANÁLISIS DE CRITICIDAD DE INTERRUPTORES DE POTENCIA DE LA ESTACIÓN CORONEL OVIEDO DE LA ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD

Elaborado por

CARLOS RAMÓN AVALOS GARCÍA

Tutor

Ing. Ramón Roberto Mercado Arzamendia

Trabajo presentado a la Facultad de Ciencias y
Tecnología de la Universidad Nacional de Caaguazú,
como requisito para la obtención del título de Ingeniero en
Electricidad

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

Coronel Oviedo - Paraguay

Año 2019

PÁGINA DE APROBACIÓN

Trabajo de fin de grado para la obtención del Título de Ingeniero Electricista aprobado en representación de la Facultad Ciencias y Tecnología de la Universidad Nacional de Caaguazú, por el Tribunal Examinador constituido por los siguientes profesores.

Prof. Ing.

Prof. Ing.

Prof. Ing.

Dedicado a:

A Dios y a la Virgencita de Caacupé, por brindarme salud y darme fuerzas para poder culminar ésta etapa importante en mi vida.

A mi madre Doña Jorgelina y mi padre Don Anastasio, por el apoyo, comprensión y consejos que me brindaron siempre.

Agradecimientos:

A mi tutor, el Ingeniero Roberto Mercado por la orientación y apoyo desinteresado en la elaboración de este proyecto.

A los docentes la Facultad de Ciencias y Tecnologías (UNC@), por contribuir en mi formación profesional.

A los compañeros de la facultad, con quien compartí años de lucha y sacrificio.

A todas las personas que de alguna u otra manera contribuyeron en mi formación, agradecido de corazón.

ANÁLISIS DE CRITICIDAD DE INTERRUPTORES DE POTENCIA DE LA ESTACIÓN CORONEL OVIEDO DE LA ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD

CARLOS RAMÓN AVALOS GARCÍA

RESUMEN

El presente proyecto de fin de grado consiste en analizar el nivel de criticidad de los interruptores de potencia de la Estación Coronel Oviedo de la ANDE, con el objetivo de establecer de una manera más eficiente la priorización de los programas y planes de mantenimiento, al mismo tiempo se pretende controlar los trabajos mediante un manual de mantenimiento orientado hacia el equipo más crítico, de esa manera se busca mejorar la confiabilidad operacional del sistema y conseguir condiciones de trabajos seguros.

Para lograr el objetivo trazado, se realizó un relevamiento de datos a catorce interruptores de potencia de 220 kV que cumplen diferentes funciones dentro de la estación. Con los datos obtenidos del histórico del libro de novedades de la estación, en un periodo de cuatro años, se realizó un análisis de criticidad en el que primeramente se otorgaron puntuaciones a los diferentes criterios obtenidos de acuerdo a literatura consultada, y a la configuración existente del local, para luego introducir los resultados en una matriz propuesta en la norma Norsok Z-013, cuyo resultado arrojó un interruptor en la zona alta de criticidad.

El análisis realizado propició la toma de decisiones y la elección de los tipos de mantenimientos a aplicar, para lo que se elaboró un manual basado en normas y recomendaciones, adaptables a la política de la empresa y dirigida hacia el interruptor de potencia más crítico, de tal forma a garantizar un trabajo seguro y de calidad sobre el equipo. Dicho manual permitirá estandarizar el proceso y sintetizar los procedimientos que serán de mucha ayuda al personal de la empresa.

Finalmente, se realizó la evaluación económica donde se calcularon los costos estimativos de los diferentes tipos de mantenimiento que serán aplicados al equipo en cuestión, en un periodo de tiempo recomendado por normas, fabricantes y técnicos.

Palabras claves: análisis de criticidad, confiabilidad operacional, interruptores de potencia, manual de mantenimiento.

CRITICITY ANALYSIS OF POWER SWITCHES IN THE OVIED CORONEL STATION OF THE NATIONAL ELECTRICITY ADMINISTRATION

CARLOS RAMÓN AVALOS GARCÍA

ABSTRACT

The present final project consists in analyzing the criticality level of the power switches of the Coronel Oviedo Station of the ANDE, with the objective of establishing in a more efficient way the prioritization of maintenance programs and plans, at the same time is intended to control the work through a maintenance manual oriented to the most critical equipment, in this way it seeks to improve the operational reliability of the system and achieve safe working conditions.

To achieve the objective set, a data survey was carried out on fourteen 220 kV power switches that fulfill different functions within the station. With the data obtained from the history of the book of novelties of the station, in a period of four years, a criticality analysis was carried out in which first scores were awarded to the different criteria obtained according to the literature consulted, and to the existing configuration of the local, then enter the results in a matrix proposed in the Norsok Z-013 standard, whose result threw a switch in the high criticality zone.

The analysis carried out led to decision-making and the choice of types of maintenance to be applied, for which a manual based on standards and recommendations, adaptable to the company's policy and directed towards the most critical power switch, was developed. such a way to guarantee a safe and quality work on the equipment. This manual will allow to standardize the process and synthesize the procedures that will be very helpful to the company's staff.

Finally, the economic evaluation was performed where the estimated costs of the different types of maintenance that will be applied to the equipment in question were calculated, in a period of time recommended by standards, manufacturers and technicians.

Keywords: criticality analysis, operational reliability, power switches, maintenance manual.

CONTENIDO

PÁGINA DE APROBACIÓN	i
Dedicado a:	ii
Agradecimientos:	iii
CONTENIDO	vi
LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE TABLAS	xiii
LISTA DE ABREVIATURAS	xv
I. INTRODUCCIÓN	1
II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	3
CAPÍTULO 1	3
CONCEPTOS GENERALES	3
1.1. ANTECEDENTES.....	3
1.2. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS	5
CAPITULO 2	6
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA [1]	6
2.1. Definición.....	6
2.2. Generalidades	6
2.3. Descripción del equipo de una subestación	6
2.4. Transformadores de potencia.....	6
2.4.1. Parte activa	7
2.4.2. Parte pasiva	8
2.4.3. Accesorios.....	9
2.5. Transformadores de instrumentos.....	10
2.5.1. Transformadores de corriente	10
2.5.2. Transformadores de potencial.....	11
2.6. Interruptores	12
2.6.1. Partes principales.....	13
2.6.2. Tipos de interruptores	14
2.7. Cuchillas	16
2.8. Barras	17
2.8.1. Tipos de barras	18

2.9.	Dispositivos de potencial	18
2.10.	Bancos de tierra.....	18
2.11.	Reactores	18
2.12.	Capacitores	19
2.13.	Pararrayos	20
2.14.	Fusibles	21
2.14.1.	Tipos de fusibles	21
2.15.	Baterías	21
2.16.	Cargadores de batería.....	22
2.17.	Redes de tierra	22
2.17.1.	Necesidad de la red de tierra	22
2.18.	Sistemas auxiliares.....	23
2.19.	Protección, relevadores y diagramas.....	23
2.20.	Medición	23
2.21.	Control	24
2.21.1.	Tipos de control.....	24
2.22.	Tableros y localización de aparatos.....	25
CAPÍTULO 3		26
MANTENIMIENTO [2]		26
3.1.	Definición.....	26
3.2.	Gestión del mantenimiento	26
3.3.	Tipos de mantenimiento	27
3.3.1.	Mantenimiento correctivo	27
3.3.2.	Mantenimiento preventivo	27
3.3.3.	Mantenimiento predictivo	27
3.3.4.	Mantenimiento cero horas.....	28
3.3.5.	Mantenimiento en uso	28
3.4.	Análisis de equipos.....	28
3.5.	Plan de Mantenimiento basado en RCM	29
3.6.	Gestión del mantenimiento Correctivo	30
3.7.	Gestión de repuestos.....	31
3.8.	Gestión de los recursos humanos en mantenimiento	32
3.9.	Calidad en mantenimiento	32
3.10.	Gestión de la prevención de riesgos laborales	33

3.11.	Gestión de la información	34
3.12.	Gestión del cambio	35
3.13.	Ficha de equipo	37
3.14.	Hoja-Resumen de los equipos de una planta	39
CAPÍTULO 4		41
GENERALIDADES.....		41
4.1.	Análisis de criticidad [2]	41
4.2.	Fallas funcionales [3]	42
4.3.	Modos de fallas [3].....	43
4.4.	Efectos de las fallas [3]	44
4.5.	Consecuencias de las fallas [3]	44
4.5.1.	Consecuencias de fallas ocultas	44
4.5.2.	Consecuencias medioambientales y de seguridad	45
4.5.3.	Consecuencias operativas	45
4.5.4.	Consecuencias no operativas	45
4.6.	Patrones de fallas	45
III. RESUMEN EJECUTIVO		48
CAPITULO 5		48
5.1.	Descripción del trabajo	48
5.1.1.	Métodos y Técnicas utilizadas	48
5.2.	Justificación	49
5.3.	Finalidad del proyecto.....	49
5.4.	Metas.....	50
5.5.	Objetivos.....	50
5.5.1.	Objetivos generales.....	50
5.5.2.	Objetivos específicos	50
5.6.	Beneficiarios	51
5.7.	Producto	51
5.8.	Localización física y cobertura espacial.....	51
5.9.	Especificaciones de actividades y tareas realizadas	51
5.10.	Factibilidad técnica	52
5.11.	Costos	52
IV. INGENIERÍA DE DISEÑO		55
CAPÍTULO 6		55

6.1.	Estación Coronel Oviedo	55
6.1.1.	Ubicación	55
6.1.2.	Descripción	55
6.1.3.	Interruptores de Potencia	58
6.1.4.	Contexto operacional de los Interruptores de potencia	59
6.1.5.	Partes principales de los tipos de interruptores de potencia ubicados en la ES-COV	74
6.1.6.	Funciones de los interruptores de potencia.....	83
6.1.7.	Diagnóstico general de criticidad.....	85
6.1.8.	Procedimiento utilizado para el análisis de criticidad	86
6.1.9.	Determinación de la criticidad de los interruptores de la ES-COV	88
6.2.	Evaluación de resultados y toma de decisiones	97
6.2.1.	Protocolo de mantenimiento actual de la empresa (ANDE)	97
6.2.2.	Criterios de definición del manual de mantenimiento	98
6.2.3.	Determinación de políticas de seguridad para los trabajos de mantenimientos.....	141
6.2.4.	Manual de Mantenimientos	148
V.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	149
VI.	CONCLUSIONES.....	151
VII.	RECOMENDACIONES	152
VIII.	APÉNDICE	153
	Apéndice A: Ingeniería de Diseño.....	153
	Apéndice A.1: Disposición de los equipos de maniobras	154
	Apéndice A.2: Frecuencia de fallas (FF)	155
	Apéndice A.2.1: Cálculo de frecuencia de fallas (FF) de los interruptores de la ES-COV	155
	Apéndice A.3: Transferencia de potencia por el interruptor (TPI).....	158
	Apéndice A.4: Tiempo promedio para reparar (TPPR).....	159
	Apéndice A.5: Valoración de la criticidad de los interruptores de la ES-COV.	161
	Apéndice B: Costos.....	163
	Apéndice B.1: Costos aproximados de los trabajos de mantenimiento.	163
IX.	ANEXO.....	166
	Anexo A. Manual de Mantenimiento.....	167
	Anexo B. Planillas para control de mantenimiento	189
X.	BIBLIOGRAFIA	196

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Transformador de Potencia Trifásico de 41,6 MVA.	7
Figura 2: Accesorios de un transformador.	9
Figura 3: Transformador de corriente.....	11
Figura 4: Transformador de Potencial.....	12
Figura 5: Interruptor de potencia monopolar del tipo SB6.....	13
Figura 6: Seccionador de Potencia monopolar de apertura central.	16
Figura 7: Barras colectoras de 220 kV del tipo tubular.....	17
Figura 8: Banco de Reactores de 20 MVAR conectado a la barra de 220 kV...19	
Figura 9: Banco de capacitores de 6 MVAR conectado a la barra de 23 kV.....19	
Figura 10: Banco de baterías de 110 Vcc.	22
Figura 11: Tableros de la posición 220 kV con sus respectivos equipos de protección, control y medición.....	25
Figura 12: 6 patrones de fallas.....	46
Figura 13: Ubicación de la ES-COV en el territorio nacional.....	56
Figura 14: Esquema Unifilar 220 kV de la ES-COV.	57
Figura 15: Ubicación del interruptor 95 dentro de la ES-COV y su placa característica.....	60
Figura 16: Ubicación del interruptor 84 dentro de la ES-COV y su placa característica.....	61
Figura 17: Ubicación del interruptor 83 dentro de la ES-COV y su placa característica.....	62
Figura 18: Ubicación del interruptor 79 dentro de la ES-COV y su placa característica.....	63
Figura 19: Ubicación del interruptor 78 dentro de la ES-COV y su placa característica.....	64
Figura 20: Ubicación del interruptor 74 dentro de la ES-COV y su placa característica.....	65
Figura 21: Ubicación del interruptor 71 dentro de la ES-COV y su placa característica.....	66

Figura 22: Ubicación del interruptor 82 dentro de la ES-COV y su placa característica.....	67
Figura 23: Ubicación del interruptor 75 dentro de la ES-COV y su placa característica.....	68
Figura 24: Ubicación del interruptor 76 dentro de la ES-COV y su placa característica.....	69
Figura 25: Ubicación del interruptor 77 dentro de la ES-COV y su placa característica.....	70
Figura 26: Ubicación del interruptor 73 dentro de la ES-COV y su placa característica.....	71
Figura 27: Ubicación del interruptor 86 dentro de la ES-COV y su placa característica.....	72
Figura 28: Ubicación del interruptor 87 dentro de la ES-COV y su placa característica.....	73
Figura 29: Partes principales de un Interruptor de potencia del Tipo SB6 245 Mando Neumático a gas SF6.....	74
Figura 30: Partes principales de un Interruptor de potencia del Tipo SB6 245 Mando Neumático a gas SF6.....	75
Figura 31: Partes principales de un Interruptor de potencia del MAGRINI GALILEO Tipo 245 MHM E - 2V Mando Neumático a aire.	76
Figura 32: Partes principales de un Interruptor de potencia MAGRINI GALILEO Tipo 245 MHM E - 2V Mando Neumático a aire.....	77
Figura 33: Partes principales de un Interruptor de potencia del Tipo SB6 245-2Y Mando Neumático a gas SF6.....	78
Figura 34: Partes principales de un Interruptor de potencia del Tipo 3AP1 FI Mando Mecánico a resorte.....	79
Figura 35: Sección de la columna polar de un Interruptor de potencia del Tipo 3AP1 FI Mando Mecánico a resorte.....	80
Figura 36: Unidad de ruptura de un Interruptor de potencia del Tipo 3AP1 FI Mando Mecánico a resorte.....	81

Figura 37: Diagrama funcional del enganche de cierre y apertura de un Interruptor de potencia del Tipo 3AP1 FI Mando Mecánico a resorte.	82
Figura 38: Algoritmo del método basado en RCM.	99
Figura 39: Elección de mantenimientos mediante algoritmo basado en RCM.	101
Figura 40: Esquema de conexión del Megohmetro a un interruptor de potencia con doble cámara de extinción.	109
Figura 41: Esquema de conexión para las pruebas de factor de potencia un interruptor de potencia con doble cámara de extinción.....	111
Figura 42: Esquema de conexión para la prueba de resistencia de contactos.	114
Figura 43: Esquema de conexión para la prueba de tiempos de operación. ..	116
Figura 45: Instalacion de columna soporte sobre bastidor.....	131
Figura 44: Técnicas para desmontaje de los elementos de interrupción.	131
Figura 46: Circuito de inyección y control de gas.....	132
Figura 47: Conexiones entre elementos de interrupción y columna soporte...	132
Figura 48: Aplicación muelle auxiliar de cierre y conexión mecánica entre polo y mecanismo de mando.....	133
Figura 49: Mecanismo de mando con gato para operaciones lentas manuales.	134
Figura 50: Elemento de interrupción.	135
Figura 51: Medición de distancia de contacto.	135
Figura 52: Indicador de posición.	136
Figura 53: Disposición de los equipos de maniobras en 220 kV en condiciones normales del sistema en la ES-COV.....	154
Figura 54: Resultado del análisis de criticidad de los interruptores de la ES-COV.	162

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Costos estimados para los trabajos de mantenimiento.	54
Tabla 2: Características principales de los interruptores de 220 kV de la ES-COV.	59
Tabla 3: Interruptores de potencia de la ES-COV.	85
Tabla 4: Intervalos para evaluar la frecuencia de fallos de interruptores.	89
Tabla 5: Intervalos para evaluar la transferencia de potencia por medio del interruptor.	90
Tabla 6: Intervalos para evaluar el impacto en la transmisión de energía.	91
Tabla 7: Intervalos para evaluar el TPPR.	92
Tabla 8: Intervalos para evaluar el costo del mantenimiento.	93
Tabla 9: Intervalos para evaluar el impacto en la seguridad personal.	94
Tabla 10: Intervalos para evaluar el Impacto Ambiental.	95
Tabla 11: Evaluación de la guía de criticidad en los interruptores de la ES-COV.	96
Tabla 12: Zonas de criticidad de los interruptores de la ES-COV.	96
Tabla 13: Diferencias de temperaturas en control termográfico y la acción a realizar.	104
Tabla 14: Tiempos Máximos de Interrupción y de Cierre para interruptores con medio de extinción en vacío y SF6.	118
Tabla 15: Contaminación máxima admisible del gas SF6.	120
Tabla 16: Control de la calidad del SF6 in situ.	121
Tabla 17: Toma de muestras y transporte del SF6.	122
Tabla 18: Numero de fallas por año de los interruptores de la ES-COV.	155
Tabla 19: Frecuencia de fallas (FF) de los interruptores de potencia de la ES-COV.	157
Tabla 20: Frecuencia de fallas de interruptores de la ES-COV.	158
Tabla 21: Potencia en MW que puede transmitir cada interruptor a los usuarios.	158
Tabla 22: Frecuencia de la potencia interrumpida.	159
Tabla 23: TPPR anual de los interruptores de potencia de la ES-COV.	159

Tabla 24: Tabla de frecuencias del TPPR.....	160
Tabla 25: Matriz propuesta por la Norma Norsok Z-013.	161
Tabla 26: Intervalos de evaluación de la criticidad en interruptores.....	161
Tabla 27: Costo por Km de un Automotor.....	163
Tabla 28: Salario por hora de cada personal implicado en el mantenimiento.	164
Tabla 29: Número de personas y vehículos utilizados para cada trabajo de mantenimiento.	164
Tabla 30: Tiempos y costos estimados para mantenimiento.	165

LISTA DE ABREVIATURAS

ANDE	Administración Nacional de Electricidad
SE	Subestación
ES	Estación
COV	Coronel Oviedo
CZU	Caaguazú
CDO	Campo Dos
PIR	Pirayú
GUA	Guarambare
SLO	San Lorenzo
CYO	Carayao
PPE	Paso Pé
K30	Kilómetro 30
TR	Transformador de Potencia
LT	Línea de Transmisión
SIN	Sistema Interconectado Nacional
PAM	Plan Anual de Mantenimiento
AT	Autorización de Trabajo
EPP	Elementos de Protección Personal
CFE	Comisión Federal de Electricidad
B1	Barra número 1
B2	Barra número 2
BT	Barra de transferencia
BCU	Bay Control Unit (Unidad de Control de la Bahía)
IEEE	Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
ANSI	Instituto Nacional Estadounidense de Estándares
NEMA	Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos
COVENIN	Comisión Venezolana de Normas Industriales
ASTM	American Society for Testing and Materials, (Sociedad Americana para Pruebas y Materiales)

kV	Kilo Voltios, unidad de medida de la tensión
A	Amper, unidad de medida de la corriente
MW	Mega Watt, unidad de Medida de la potencia activa
MVAR	Mega Volt Amper Reactivo, unidad de medida de la potencia reactiva
MVA	Mega Volt Amper, unidad de medida de la potencia aparente
GT/TCE	Gerencia Técnica/ Transmisión Centro
GT/MET	Gerencia Técnica/ Mantenimiento de Equipos de Transmisión

I. INTRODUCCIÓN

La Estación Coronel Oviedo (ES-COV) es considerado uno de locales cabeceras más importantes, que sirve de interconexión y de transformación dentro del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de la ANDE, posee catorce posiciones en 220 kV. Según informaciones recabadas de los registros de la estación, en los últimos años se han detectado fallas funcionales en los interruptores de potencia por diferentes factores que impactaron en la confiabilidad del sistema y que pusieron en riesgo equipos.

Actualmente, la ANDE cuenta con un Plan de Mantenimiento Sistemático o Cronológico que se aplica a todos los interruptores por igual dentro del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Es importante resaltar que los trabajos de mantenimiento han ido en disminución debido al aumento de instalaciones en el SIN, y a la disminución del personal capacitado para realizar dichas tareas, ya sea por motivos de retiro y/o jubilación y la no renovación de los mismos conforme a las necesidades, razón por la cual los trabajos de mantenimiento no siempre fueron ejecutados conforme al Plan de Mantenimiento.

Debido a los problemas encontrados y a la importante función de los interruptores de potencia dentro de la configuración de una estación eléctrica, se desarrolla este proyecto que tiene como objetivo principal, analizar el nivel de criticidad de los interruptores de potencia de la Estación Coronel Oviedo de la ANDE, a fin de orientar la planificación de los trabajos con la identificación del equipo más crítico y a partir del mismo, proponer el manual de mantenimiento ajustado para controlar las tareas, de esa manera se busca mejorar la confiabilidad operacional del sistema y conseguir condiciones de trabajos seguros.

En la primera parte, que corresponde al capítulo 1, se realiza una revisión bibliográfica extensa, donde se puede apreciar los antecedentes históricos y la definición de términos básicos. Seguidamente en el capítulo 2 encontramos la definición de una subestación eléctrica y sus principales componentes.

Seguidamente se tiene la definición de los tipos de mantenimiento en el capítulo 3 y para terminar la parte de revisión bibliográfica en el capítulo 4 se puede observar varias definiciones que serán bastantes útiles para éste

proyecto, como ser la de análisis de criticidad, fallas y sus consecuencias que sirven como base para la realización de éste proyecto.

El capítulo 5 abarca el resumen ejecutivo del proyecto.

En el capítulos 6 se desarrolla la Ingeniería de Diseño, en donde primeramente se realiza la descripción de todos los interruptores que se encuentran en el patio de 220 kV de la ES-COV, para luego elaborar un análisis de criticidad basado en la metodología de los puntos para valorar la criticidad, que luego es aplicada en una matriz propuesta por la norma NORZOK Z-013, lo cual establece los estados de los interruptores de acuerdo a las puntuaciones asignadas para cada uno.

Posteriormente se encuentra la evaluación de los resultados y la toma de decisiones, para finalmente elaborar un manual de mantenimiento conforme a los resultados y criterios establecidos anteriormente. Se realizó consultas a normas, manuales de fabricantes y a los documentos actuales de la ANDE.

Todo el desarrollo del trabajo de grado está basado en una investigación de tipo descriptiva, analítica y documental. Se elaboraron los análisis financieros del proyecto, obteniéndose costos de los mantenimientos preventivos y predictivos propuestos en el manual.

II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

CAPÍTULO 1

CONCEPTOS GENERALES

1.1. ANTECEDENTES

Israel Gondres Torné, Santiago Lajes Choy, Alfredo del Castillo Serpa, (2015). “EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN INTERRUPTORES DE POTENCIA MEDIANTE LA NORMA NORSOK Z-013”.

Los estudios de confiabilidad tienen gran importancia práctica. Mediante el análisis de criticidad se pueden determinar los equipos más críticos para una configuración de una subestación dada, así como evaluar los costos del mantenimiento y de los fallos asociados a dichos interruptores.

En el presente artículo se utiliza uno de los métodos existentes para el análisis de la confiabilidad en equipos y componentes de acuerdo con la norma Norsok Z-013. Se determina el nivel de criticidad de los interruptores de potencia de la subestación San Diego, perteneciente a la empresa eléctrica CORPOELEC de Venezuela, a partir de la cantidad de fallas, el flujo de potencia que maneja el interruptor y de su incidencia en la estabilidad del sistema eléctrico de potencia. Se analizan los datos históricos de un período de cinco años y se muestran los resultados de la expresión matemática obtenida, en donde se determinaron los criterios de evaluación para el análisis de criticidad en interruptores de potencia de una subestación dada.

Los interruptores M-305, M-110, M-210 y M-310 son los más críticos de la Subestación San Diego de acuerdo con el análisis realizado.

Estos interruptores deben contar con estrategias de mantenimiento que permitan el restablecimiento de las condiciones normales en el menor tiempo posible.

Hermes Mendoza Duran, Mauricio Velásquez Marín, (2011). “DISEÑO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS DEL SECTOR MINERO DEL DEPARTAMENTO DE LA GUAJIRA”.

Este proyecto inició con el interés de la dirección en potenciar la eficiencia con la cual se realiza actualmente el mantenimiento, pasar de un mantenimiento correctivo que en cierta forma es el que se viene implementando por circunstancias de la operación a un mantenimiento sistemático, que contiene preventivos y predictivos a la vez que permitir afrontar en condiciones más favorables la operatividad de los equipos y estar en línea con la productividad, metas esperadas, la calidad de servicio y a su vez manteniendo el compromiso con la sociedad, la seguridad y el medio ambiente.

Las experiencias adquiridas de las máquinas a través del tiempo y la información del fabricante son una herramienta fundamental para la implementación de un adecuado sistema de mantenimiento preventivo, que de confiabilidad operativa al equipo en el área que está desempeñando dicha función. Para la actualización de este manual de mantenimiento fue necesario tener cierto grado de conocimiento de los avances que ya tenían en cuanto al mantenimiento en la empresa además de conocer y revisar detalladamente los manuales anteriores y así atacar en esos lugares en donde no se había incursionado y poder hacer de éste manual una herramienta más completa y funcional para la empresa.

La elaboración de este manual de mantenimiento permitió conocer la importancia que juega el mantenimiento dentro del desarrollo sostenible del negocio, comprendiendo como se emplean los conocimientos, técnicas y estrategias actuales de mantenimiento en una sola filosofía para hacer de nuestro sistema un conjunto de equipos confiables y sostenibles a costos óptimos con la cual aumentaría la confiabilidad operacional que se beneficiaría con la reducción de las fallas en los equipos.

1.2. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

Sistema Eléctrico de potencia: Es un conjunto de elementos que tiene como fin generar, transformar, transmitir, distribuir y consumir la energía eléctrica de tal forma que se logre la mayor calidad al menor costo posible.

Estación: Es un conjunto de equipos utilizados para dirigir el flujo de energía en un sistema de potencia y garantizar la seguridad del sistema por medio de dispositivos automáticos de protección y para redistribuir el flujo de energía a través de rutas alternas durante contingencias.

Dispositivo de Maniobra: Un dispositivo diseñado para cerrar y abrir uno o más circuitos eléctricos.

Interruptor de Potencia: Es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, así como, y ésta es su función principal, bajo condiciones de cortocircuito.

Equipo: Término general que abarca material, accesorios, dispositivos, artefactos, luminarias, aparatos y similares que se usan como partes de la instalación eléctrica o conectados a ella.

Falla: Es un daño permanente o temporal en cualquier parte del equipo que altera sus condiciones normales de operación y que generalmente causan un disturbio.

Interrupción: falla cuya duración es mayor a un minuto.

Rigidez Dieléctrica: Propiedad de un dieléctrico por la que se opone a una descarga disruptiva, se mide por la intensidad del campo eléctrico con la que se rompería el dieléctrico.

CAPITULO 2

SUBESTACIÓN ELÉCTRICA [1]

2.1. Definición

Es un conjunto de dispositivos eléctricos, que forman parte de un sistema eléctrico de potencia; sus funciones principales son: transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

2.2. Generalidades

Las subestaciones se pueden denominar, de acuerdo con el tipo de función que desarrollan, en tres grupos:

- a) Subestaciones variadoras de tensión.
- b) Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito.
- c) Subestaciones mixtas (mezcla de las dos anteriores).

De acuerdo con la potencia y tensión que manejan las subestaciones, éstas se pueden agrupar en:

- a) Subestaciones de transmisión. Arriba de 230 kV.
- b) Subestaciones de subtransmisión. Entre 230 y 115 kV.
- c) Subestaciones de distribución primaria. Entre 115 y 23 k V.
- d) Subestaciones de distribución secundaria. Abajo de 23 kV.

2.3. Descripción del equipo de una subestación

A continuación se describe, a grandes rasgos, las características más importantes del equipo principal que se instala en una subestación y que, salvo algunos elementos, se muestra en su totalidad en el diagrama unifilar de la subestación de que se trata.

2.4. Transformadores de potencia

Un transformador es una máquina electromagnética, cuya función principal es cambiar la magnitud de las tensiones eléctricas.



Figura 1: Transformador de Potencia Trifásico de 41,6 MVA.

Fuente: ES-COV-(ANDE).

Se puede considerar formado por tres partes principales:

- Parte activa
- Parte pasiva
- Accesorios

2.4.1. Parte activa

Es formada por un conjunto de elementos separados del tanque principal y que agrupa los siguientes elementos:

1. *Núcleo*. Éste constituye el circuito magnético, que está fabricado en lámina de acero al silicio, con un espesor de 0.28 mm.
La norma que utiliza el fabricante para el diseño del núcleo no establece formas ni condiciones especiales para su fabricación.
2. *Bobinas*. Éstas constituyen el circuito eléctrico. Se fabrican utilizando alambre o solera de cobre o de aluminio. Los conductores se forran de material aislante, que puede tener diferentes características, de acuerdo con la tensión de servicio de la bobina, la temperatura y el medio en que va a estar sumergida.
3. *Cambiador de derivaciones*. Constituye el mecanismo que permite regular la tensión de la energía que fluye de un transformador. Puede

ser de operación automática o manual, puede instalarse en el lado de alta o de baja tensión dependiendo de la capacidad y tensión del aparato, aunque conviene instalarlos en alta tensión, debido a que su costo disminuye en virtud de que la intensidad de corriente es menor.

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

2.4.2. Parte pasiva

Consiste en el tanque donde se aloja la parte activa; se utiliza en los transformadores cuya parte activa va sumergida en líquidos.

El tanque debe ser hermético, soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente, proteger eléctrica y mecánicamente el transformador, ofrecer puntos de apoyo para el transporte y la carga del mismo, soportar los enfriadores, bombas de aceite, ventiladores y los accesorios especiales.

La base del tanque debe ser lo suficientemente reforzada para soportar las maniobras de levantamiento durante la carga o descarga del mismo.

El tanque y los radiadores de un transformador deben tener un área suficiente para disipar las pérdidas de energía desarrolladas dentro del transformador, sin que su elevación de temperatura pase de 55°C, o más, dependiendo de la clase térmica de aislamiento especificado.

A medida que la potencia de diseño de un transformador se hace crecer, el tanque y los radiadores, por sí solos, no alcanzan a disipar el calor generado, por lo que en diseños de unidades de alta potencia se hace necesario adicionar enfriadores, a través de los cuales se hace circular aceite forzado por bombas, y se sopla aire sobre los enfriadores, por medio de ventiladores. A este tipo de eliminación térmica se le llama enfriamiento forzado.

El enfriamiento de los transformadores se clasifica en los siguientes grupos:

1. Clase OA. Enfriamiento por aire. Circulación natural.
2. Clase OW. Enfriamiento por agua a través de un serpentín. Circulación natural.

3. Clase FOA. Enfriamiento por aceite y aire forzados.

2.4.3. Accesorios

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

Entre estos elementos, algunos de los cuales se observan en la Figura 2-6, destacan los siguientes:

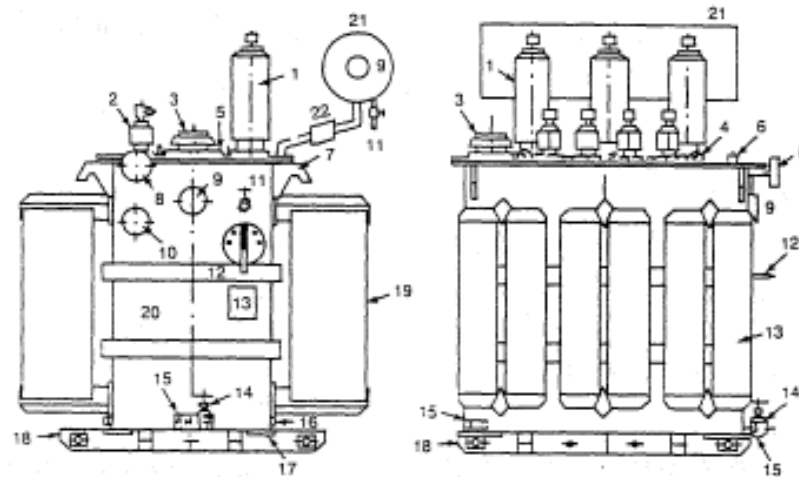


Figura 2: Accesorios de un transformador.

Fuente: [1].

- 1- Boquillas para alta tensión.
- 2- Boquillas para baja tensión.
- 3- Relevador mecánico de sobrepresión.
- 4- Orejas con OJO para levantar la tapa.
- 5- Registro.
- 6- Copie con tapón para llenado al vacío.
- 7- Orejas de gancho para izaje del conjunto.
- 8- Manómetro-vacuómetro.
- 9- Indicador magnético de nivel sin o con contactos para alarma.
- 10- Indicador de temperatura del aceite con o sin contactos para alarma.
- 11- Válvula superior para conexión a filtro prensa.
- 12- Maneral para operación sin excitación del cambiador de derivaciones, con seguro para candado e indicador de posiciones.
- 13- Placa de características.

- 14-Válvula para drenaje.
- 15-Válvula para muestreo.
- 16-Placas para conexión a tierra.
- 17-Refuerzos para palanqueo o soportes para gato.
- 18-Base deslizable.
- 19-Radiadores fijos o desmontables. Con o sin válvulas.
- 20-Caja.
- 21-Tanque conservador.
- 22-Relevador de gas (Bucholz).

2.5. Transformadores de instrumentos

Son unos dispositivos electromagnéticos cuya función principal es reducir a escala, las magnitudes de tensión y corriente que se utilizan para la protección y medición de los diferentes circuitos de una subestación, o sistema eléctrico en general.

Los aparatos de medición y protección que se montan sobre los tableros de una subestación no están contruidos para soportar ni grandes tensiones, ni grandes corrientes.

Con el objeto de disminuir el costo y los peligros de las altas tensiones dentro de los tableros de control y protección, se dispone de los aparatos llamados transformadores de corriente y potencial que representan, a escalas muy reducidas, las grandes magnitudes de corriente o de tensión respectivamente.

2.5.1. Transformadores de corriente

Son aparatos en que la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos tipos de función: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.



Figura 3: Transformador de corriente.

Fuente: ES-COV-(ANDE).

El primario del transformador se conecta en serie con el circuito por controlar y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados.

Un transformador de corriente puede tener uno o varios secundarios, embobinado a su vez sobre uno o varios circuitos magnéticos. Si el aparato tiene varios circuitos magnéticos, se comporta como si fueran varios transformadores diferentes.

Un circuito se puede utilizar para mediciones que requieren mayor precisión, y los demás se pueden utilizar para protección.

La tensión de aislamiento de un transformador de corriente debe ser, cuando menos, igual a la tensión más elevada del sistema al que va estar conectado.

Los transformadores de corriente pueden ser de medición, de protección o mixtos.

2.5.2. Transformadores de potencial

Son aparatos en que la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos funciones: transformar la tensión y

aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.



Figura 4: Transformador de Potencial.

Fuente: ES-COV-(ANDE).

El primario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requiere energizar.

Estos transformadores se fabrican para servicio interior o exterior, y al igual que los de corriente, se fabrican con aislamientos de resinas sintéticas para tensiones bajas o medias, mientras que para altas tensiones se utilizan aislamientos de papel, aceite y porcelana.

2.6. Interruptores

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, así como, y ésta es su función principal, bajo condiciones de cortocircuito.

Sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado máquinas, aparatos, líneas aéreas o cables.

El interruptor es, junto con el transformador, el dispositivo más importante de una subestación. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia.



Figura 5: Interruptor de potencia monopolar del tipo SB6.

Fuente: ES-COV-(ANDE).

El interruptor debe ser capaz de interrumpir corrientes eléctricas de intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de amperes a las inductivas de varias decenas de kiloamperes (cortocircuito).

2.6.1. Partes principales

2.6.1.1. Parte activa

Constituida por las cámaras de extinción que soportan los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles.

2.6.1.2. Parte pasiva

Formada por una estructura que soporta uno o tres depósitos de aceite, si el interruptor es de aceite, en los que se aloja la parte activa.

En sí, la parte pasiva desarrolla las funciones siguientes:

- a) Protege eléctrica y mecánicamente el interruptor.

- b) Ofrece puntos para el levantamiento y transporte del interruptor, así como espacio para la instalación de los accesorios.
- c) Soporta los recipientes de aceite, si los hay, y el gabinete de control.

2.6.1.3. Accesorios

En esta parte se consideran incluidas las siguientes partes:

- a) Boquillas terminales que a veces incluyen transformadores de corriente.
- b) Válvulas de llenado, descarga y muestreo del fluido aislante.
- c) Conectores de tierra.
- d) Placa de datos.
- e) Gabinete que contiene los dispositivos de control, protección, medición, accesorios como: compresora, resorte, bobinas de cierre o de disparo, calefacción, etc.

2.6.2. Tipos de interruptores

De acuerdo con los elementos que intervienen en la apertura del arco de las cámaras de extinción, los interruptores se pueden dividir en los siguientes grupos, ordenados conforme a su aparición histórica:

1. Gran volumen de aceite
2. Pequeño volumen de aceite
3. Neumáticos (aire comprimido)
4. Hexafluoruro de azufre
5. Vacío

2.6.2.1. Interruptor en gran volumen de aceite

Fueron de los primeros interruptores que se emplearon en alta tensión y que utilizaron el aceite para la extinción del arco. Son muy utilizados todavía en Estados Unidos.

En este tipo de extinción el arco producido calienta el aceite dando lugar a una formación de gas muy intensa, que aprovechando el diseño de la cámara empuja un chorro de aceite a través del arco, provocando su alargamiento y enfriamiento hasta llegar a la extinción del mismo, al pasar la onda de corriente por cero.

2.6.2.2. Interruptor en pequeño volumen de aceite

Este tipo, que tiene forma de columna, fue inventado en Suiza por el Dr. J. Landry. Por el pequeño consumo de aceite, son muy utilizados en Europa, en tensiones de hasta 230 kV y de 2500 MVA de capacidad interruptiva. En general se usan en tensiones y potencias medianas. Este interruptor utiliza aproximadamente un 5% del volumen de aceite del caso anterior.

Las cámaras de extinción tienen la propiedad de que el efecto de extinción aumenta a medida que la corriente que va a interrumpir crece. Por eso al extinguir las corrientes de baja intensidad, las sobretensiones generadas son pequeñas.

2.6.2.3. Interruptores neumáticos

Su uso se origina ante la necesidad de eliminar el peligro de inflamación y explosión del aceite utilizado en los interruptores de los dos casos anteriores.

En este tipo de interruptores el apagado del arco se efectúa por la acción violenta de un chorro de aire que barre el aire ionizado por efecto del arco. El poder de ruptura aumenta casi proporcionalmente a la presión del aire inyectado. La presión del aire comprimido varía entre 8 y 13 kg/cm² dependiendo de la capacidad de ruptura del interruptor.

2.6.2.4. Interruptores en hexafluoruro de azufre

Son aparatos que se desarrollaron al final de la década de los años 60 y cuyas cámaras de extinción operan dentro de un gas llamado hexafluoruro de azufre (SF₆) que tiene una capacidad dieléctrica superior a otros fluidos dieléctricos conocidos. Esto hace más compactos y más durables los interruptores desde el punto de vista de mantenimiento.

El SF₆ es un gas químicamente estable e inerte, su peso específico es de 6.14 g/l. Alcanza unas tres veces la rigidez dieléctrica del aire, a la misma presión. A la temperatura de 2000 °K conserva todavía alta conductividad térmica, que ayuda a enfriar el plasma creado por el arco eléctrico y al pasar por cero la onda de corriente, facilita la extinción del arco.

2.6.2.5. Interruptores en vacío

Esta tecnología aparece por el año de 1960. Son aparatos que, en teoría, abren en un ciclo debido a la pequeña inercia de sus contactos y a su pequeña distancia. Los contactos están dentro de botellas especiales en las que se ha hecho el vacío casi absoluto. El contacto fijo está sellado con la cámara de vacío y por el otro lado entra el contacto móvil, que también está sellado al otro extremo de la cámara y que, en lugar de deslizarse, se mueve junto con la contracción de un fuelle de un material que parece ser una aleación del tipo del latón.

Al abrir los contactos dentro de la cámara de vacío, no se produce ionización y, por tanto, no es necesario el soplado del arco ya que éste se extingue prácticamente al paso por cero después del primer ciclo.

2.7. Cuchillas

Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien para darles mantenimiento.



Figura 6: Seccionador de Potencia monopolar de apertura central.

Fuente: ES-COV-(ANDE).

Las cuchillas pueden abrir circuitos bajo la tensión nominal pero nunca cuando esté fluyendo corriente a través de ellas. Antes de abrir un juego de cuchillas siempre deberá abrirse primero el interruptor correspondiente.

La diferencia entre un juego de cuchillas y un interruptor, considerando que los dos abren o cierran circuitos, es que las cuchillas no pueden abrir un circuito

con corriente y el interruptor sí puede abrir cualquier tipo de corriente, desde el valor nominal hasta el valor de cortocircuito. Hay algunos fabricantes de cuchillas que añaden a la cuchilla una pequeña cámara de arqueo de SF_6 que le permite abrir solamente los valores nominales de la corriente del circuito. Las cuchillas, de acuerdo con la posición que guarda la base y la forma que tiene el elemento móvil, pueden ser:

1. Horizontal
2. Horizontal invertida
3. Vertical
4. Pantógrafo

2.8. Barras

El elemento principal de que se componen las barras colectoras es el conductor eléctrico que llamaremos barra. Cada juego de barras consta de tantos conductores como fases o polos que componen el circuito, ya sea que se tenga corriente alterna o directa.



Figura 7: Barras colectoras de 220 kV del tipo tubular.

Fuente: ES-COV-(ANDE).

2.8.1. Tipos de barras

Los tipos normalmente usados son los siguientes:

- a) Cables
- b) Tubos
- c) Soleras

2.9. Dispositivos de potencial

Son elementos equivalentes a los transformadores de potencial, pero en lugar de ser de tipo inductivo son de tipo capacitivo; se utilizan para alimentar con tensión los aparatos de medición y protección de un sistema de alta tensión.

Se definen como un transformador de potencial, compuesto por un divisor capacitivo y una unidad electromagnética, interconectados en tal forma que la tensión secundaria de la unidad electromagnética V_b es directamente proporcional y está en fase con la tensión primaria V_1 aplicada.

2.10. Bancos de tierra

Consiste en un transformador cuya función principal es conectar a tierra el neutro de un sistema y proporcionar un circuito de retomo a la corriente de cortocircuito de fase a tierra.

Si en un sistema de potencia con neutro flotante, como es el caso de un circuito alimentado desde la delta de un transformador, ocurre un cortocircuito de fase a tierra, no hay camino de regreso para la corriente de cortocircuito.

2.11. Reactores

Son bobinas que se utilizan para limitar una corriente de cortocircuito y poder disminuir en esta forma la capacidad interruptiva de un interruptor y por lo tanto su costo; otra función de los reactores es la corrección del factor de potencia en líneas muy largas, cuando circulan corrientes de carga muy bajas, en este caso los reactores se conectan en derivación.



Figura 8: Banco de Reactores de 20 MVAR conectado a la barra de 220 kV.

Fuente: ES-COV-(ANDE).

En el caso de subestaciones, los reactores se utilizan principalmente en el neutro de los bancos de transformadores, para limitar la corriente de cortocircuito a tierra.

En algunas ocasiones se utilizan también en serie con cada una de las tres fases de algún transformador, para limitar la corriente de cortocircuito trifásica.

2.12. Capacitores

Son unos dispositivos eléctricos formados por dos láminas conductoras, separadas por una lámina dieléctrica y que al aplicar una diferencia de tensión almacenan carga eléctrica.



Figura 9: Banco de capacitores de 6 MVAR conectado a la barra de 23 kV.

Fuente: ES-COV-(ANDE).

Los capacitores de alta tensión están sumergidos, por lo general, en líquidos dieléctricos y todo el conjunto está dentro de un tanque pequeño herméticamente cerrado. Sus dos terminales salen al exterior a través de dos boquillas de porcelana, cuyo tamaño dependerá del nivel de tensión del sistema al que se conectarán.

Se fabrican en unidades monofásicas de 50, 100, 150, 200, 300 y 400 kVAR y en unidades trifásicas de 300 kVAR. Las unidades de uso más común son las de 100 y 150 kVAR.

Una de las aplicaciones más importantes del capacitor es la de corregir el factor de potencia en líneas de distribución y en instalaciones industriales, aumentando la capacidad de transmisión de las líneas, el aprovechamiento de la capacidad de los transformadores y la regulación del voltaje en los lugares de consumo.

2.13. Pararrayos

Son unos dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas operación de interruptores o desbalanceo de sistemas.

Un dispositivo de protección efectivo debe tener tres características principales: Comportarse como un aislador mientras la tensión aplicada no exceda de cierto valor predeterminado, convertirse en conductor al alcanzar la tensión ese valor y conducir a tierra la onda de corriente producida por la onda sobretensión.

Los pararrayos cumplen con las siguientes funciones:

1. Descargar las sobretensiones cuando su magnitud llega al valor de la tensión disruptiva de diseño.
2. Conducir a tierra las corrientes de descarga producidas por las sobretensiones.
3. Debe desaparecer la corriente de descarga al desaparecer las sobretensiones.
4. No deben operar con sobretensiones temporales, de baja frecuencia.

5. La tensión residual debe ser menor que la tensión que resisten los aparatos que protegen.

2.14. Fusibles

Son dispositivos de protección eléctrica de una red que hacen las veces de un interruptor, siendo más baratos que éstos. Se emplean en aquellas partes de una instalación eléctrica en que los relevadores y los interruptores no se justifican económicamente.

Su función es la de interrumpir circuitos cuando se produce en ellos una sobrecorriente, y soportar la tensión transitoria de recuperación que se produce posteriormente.

2.14.1. Tipos de fusibles

De acuerdo con su capacidad de ruptura, lugar de instalación y costo, se pueden utilizar diferentes tipos de fusibles, entre los más conocidos se pueden indicar los siguientes:

1. Expulsión
2. Limitador de corriente
3. Vacío

2.15. Baterías

Se denomina batería a un conjunto de celdas conectadas en serie. La tensión nominal de la batería viene dada por la suma de las tensiones de cada una de las celdas. Las baterías, según el tipo del electrólito pueden ser ácidas o alcalinas.

La capacidad de los cargadores va a depender de la eficiencia de la batería o sea, del tipo de batería que se adquiera. Para una misma demanda impuesta a la batería, se requiere un cargador de mayor capacidad, si es alcalina, por tener ésta una eficiencia menor, de acuerdo con lo visto en el inciso anterior.



Figura 10: Banco de baterías de 110 Vcc.

Fuente: ES-COV-(ANDE).

2.16. Cargadores de batería

Son los dispositivos eléctricos (generadores de cd) o electrónicos que se utilizan para cargar y mantener en flotación, con carga permanente, la batería de que se trate. El cargador se conecta en paralelo con la batería.

2.17. Redes de tierra

Uno de los aspectos principales para la protección contra sobretensiones en las subestaciones es la de disponer de una red de tierra adecuada, a la cual se conectan los neutros de los aparatos, los pararrayos, los cables de guarda, las estructuras metálicas, los tanques de los aparatos y todas aquellas otras partes metálicas que deben estar a potencial de tierra.

2.17.1. Necesidad de la red de tierra

La necesidad de contar con una red de tierra en las subestaciones es la de cumplir con las siguientes funciones:

- a) Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, ya sea que se deban a una falla de cortocircuito o a la operación de un pararrayos.
- b) Evitar que, durante la circulación de estas corrientes de tierra, puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación, significando un peligro para el personal.
- e) Facilitar, mediante sistemas de relevadores, la eliminación de las fallas a tierra en los sistemas eléctricos.
- d) Dar mayor confiabilidad y continuidad al servicio eléctrico.

2.18. Sistemas auxiliares

Se entiende por sistemas auxiliares, al conjunto de instalaciones formadas por las fuentes de alimentación de corriente directa y de corriente alterna, de baja tensión, que se utilizan para energizar los sistemas de control, protección, señalización, alarmas y alumbrado de una subestación, así como el sistema contra incendio.

Los sistemas auxiliares del conjunto de la instalación se pueden considerar alimentados en la siguiente forma:

1. En corriente directa, por una batería de 120 volts y 216 ampere-horas y otra de 51 volts y 35 ampere-horas.
2. En corriente alterna, por dos transformadores de 225 kVA 23 kV 220-127 volts alimentados cada uno de ellos por un banco de potencia distinto, o por un banco y un alimentador que pueda tener regreso de otra subestación, a través de la red de distribución.

2.19. Protección, relevadores y diagramas

Protección de una subestación es un conjunto de sistemas que mantienen vigilancia permanente y cuya función es eliminar o disminuir los daños que puede recibir un equipo eléctrico cuando se presenta una falla. La parte importante de estos sistemas son los relevadores que sirven para detectar la falla y que, a su vez, efectúan la desconexión automática de los interruptores cuando se producen sobrecorrientes debidas a cortocircuitos, aislando las partes del sistema que han fallado.

La selección del tipo de protección que se utiliza en los bancos o líneas de una subestación será tanto más elaborado cuanto mayor sea la complejidad de la instalación, y también dependerá de las características de los equipos utilizados, debiéndose tener especial cuidado en la selección adecuada de las zonas que van a proteger.

2.20. Medición

Se entiende por medición de un sistema eléctrico, y en particular de una subestación, a la operación de un conjunto de diferentes aparatos conectados a los secundarios de los transformadores de instrumentos de corriente y

potencial, que miden las magnitudes de los diferentes parámetros eléctricos de las instalaciones de alta y baja tensión, así como de los dispositivos auxiliares de la subestación de que se trate.

Los aparatos de medición se colocan sobre los tableros, ya sea en forma sobrepuesta o embutidos en la superficie.

En una subestación es necesario conocer las siguientes magnitudes eléctricas:

1. Corriente
2. Tensión
3. Frecuencia
4. Factor de potencia
5. Potencias activa y reactiva
6. Energía

Para conocer las magnitudes arriba descritas, se utilizan los siguientes aparatos que pueden ser de lectura directa o de tipo graficador, según se requiera:

1. Amperímetros
2. Voltímetros
3. Frecuencímetros
4. Medidores de factor de potencia
5. Wáttmetros y vármetros
6. Watthorímetros y varhorímetros.

2.21. Control

Se entiende por sistema de control de una subestación eléctrica, al conjunto de instalaciones de baja tensión, interconectadas entre sí, que son necesarias para efectuar maniobras en forma manual o automática, en las instalaciones de alta y de baja tensión.

2.21.1. Tipos de control

El control puede operarse manual o automáticamente y también puede ser de aplicación local o remota (telecontrol).

2.22. Tableros y localización de aparatos

Los tableros de una subestación son una serie de dispositivos que tienen por objeto soportar los aparatos de control, medición y protección, el bus mímico, los indicadores luminosos y las alarmas.



Figura 11: Tableros de la posición 220 kV con sus respectivos equipos de protección, control y medición.

Fuente: ES-COV-(ANDE).

Los tableros pueden fabricarse con lámina de acero de 3 mm de grueso, o bien de plástico reforzado, y se montan sobre bases formadas por acero estructural tipo canal de 100 mm de ancho, que van ancladas en la base de concreto del salón de tableros.

CAPÍTULO 3

MANTENIMIENTO [2]

3.1. Definición

Definimos habitualmente mantenimiento como el conjunto de técnicas destinado a conservar equipos e instalaciones en servicio durante el mayor tiempo posible (buscando la más alta disponibilidad) y con el máximo rendimiento.

A partir de la Primera Guerra Mundial, y sobre todo, de la Segunda, aparece el concepto de fiabilidad, y los departamentos de mantenimiento buscan no sólo solucionar las fallas que se producen en los equipos, sino, sobre todo, prevenirlas, actuar para que no se produzcan. Esto supone crear una nueva figura en los departamentos de mantenimiento: personal cuya función es estudiar qué tareas de mantenimiento deben realizarse para evitar las fallas. El personal indirecto, que no está involucrado directamente en la realización de las tareas, aumenta, y con él los costes de mantenimiento. Pero se busca aumentar y fiabilizar la producción, evitar las pérdidas por averías y sus costes asociados. Aparece el Mantenimiento Preventivo, el Mantenimiento Predictivo, el Mantenimiento Proactivo, la Gestión de Mantenimiento Asistida por Ordenador, y el Mantenimiento Basado en Fiabilidad (RCM). El RCM como estilo de gestión de mantenimiento, se basa en el estudio de los equipos, en el análisis de los modos de fallo y en la aplicación de técnicas estadísticas y tecnología de detección.

3.2. Gestión del mantenimiento

¿Por qué debemos gestionar la función *mantenimiento*? ¿No es más fácil y más barato acudir a reparar un equipo cuando se averíe y olvidarse de planes de mantenimiento, estudio de fallas, sistemas de organización, que incrementan notablemente la mano de obra indirecta? Veamos por qué es necesario gestionar el mantenimiento:

1. *Porque la competencia obliga a rebajar costes.* Por tanto, es necesario optimizar el consumo de materiales y el empleo de mano de obra.

2. *Porque han aparecido multitud de técnicas que es necesario analizar, para estudiar si su implantación supondría una mejora en los resultados de la empresa, y para estudiar también cómo desarrollarlas, en el caso de que pudieran ser de aplicación.*
3. *Porque los departamentos necesitan estrategias, directrices a aplicar, que sean acordes con los objetivos planteados por la dirección.*
4. *Porque la calidad, la seguridad, y las interrelaciones con el medio ambiente son aspectos que han tomado una extraordinaria importancia en la gestión industrial. Es necesario gestionar estos aspectos para incluirlos en las formas de trabajo de los departamentos de mantenimiento.*

3.3. Tipos de mantenimiento

Una vez realizada la lista de equipos, desglosados incluso en los elementos que los componen e identificado cada *ítem* con un código único que permite referenciarlo, la siguiente tarea que debemos abordar es la de decidir cómo vamos a mantener cada uno de esos equipos.

Tradicionalmente, se han distinguido 5 tipos de mantenimiento, que se diferencian entre sí por el carácter de las tareas que incluyen:

3.3.1. Mantenimiento correctivo

Es el conjunto de tareas destinadas a corregir los defectos que se van presentando en los distintos equipos y que son comunicados al departamento de mantenimiento por los usuarios de los mismos.

3.3.2. Mantenimiento preventivo

Es el mantenimiento que tiene por misión mantener un nivel de servicio determinado en los equipos, programando las correcciones de sus puntos vulnerables en el momento más oportuno.

3.3.3. Mantenimiento predictivo

Es el que persigue conocer e informar permanentemente del estado y operatividad de las instalaciones mediante el conocimiento de los valores de determinadas variables, representativas de tal estado y operatividad. Para aplicar este mantenimiento es necesario identificar variables físicas

(temperatura, vibración, consumo de energía, etc.) cuya variación sea indicativa de problemas que puedan estar apareciendo en el equipo. Es el tipo de mantenimiento más tecnológico, pues requiere de medios técnicos avanzados, y de fuertes conocimientos matemáticos, físicos y técnicos.

3.3.4. Mantenimiento cero horas

Es el conjunto de tareas cuyo objetivo es revisar los equipos a intervalos programados bien antes de que aparezca ningún fallo, bien cuando la fiabilidad del equipo ha disminuido apreciablemente, de manera que resulta arriesgado hacer previsiones sobre su capacidad productiva. Dicha revisión consiste en dejar el equipo a *cero horas* de funcionamiento, es decir, como si el equipo fuera nuevo.

En estas revisiones se sustituyen o se reparan todos los elementos sometidos a desgaste. Se pretende asegurar, con gran probabilidad, un tiempo de buen funcionamiento fijado de antemano.

3.3.5. Mantenimiento en uso

Es el mantenimiento básico de un equipo realizado por los usuarios del mismo. Consiste en una serie de tareas elementales (tomas de datos, inspecciones visuales, limpieza, lubricación, reapriete de tornillos) para las que no es necesario una gran formación, sino tan solo un entrenamiento breve. Este tipo de mantenimiento es la base del TPM (Total Productive Maintenance, Mantenimiento Productivo Total).

3.4. Análisis de equipos

Hoy por hoy no es justificable pensar que toda una planta debe estar sujeta a un tipo de mantenimiento (por ejemplo, correctivo, o preventivo, etc.).

Cada equipo ocupa una posición distinta en el proceso industrial, y tiene unas características propias que lo hacen diferente del resto, incluso de otros equipos similares. Esto quiere decir que una bomba o un motor pueden necesitar de unas tareas de mantenimiento, mientras que otra bomba y otro motor similares pueden necesitar de otro tipo de tareas muy distintas. Si queremos optimizar, ya no es suficiente con pensar en el tipo de instalación o en las características del equipo. Es necesario tener en cuenta toda una serie

de factores, como el coste de una parada de producción, su influencia en la seguridad, el coste de una reparación, etc., que van a determinar las tareas de mantenimiento más convenientes para cada equipo.

Planteado de esta forma, el trabajo previo que debemos realizar en una planta antes de elaborar el Plan de Mantenimiento es muy grande. Muy grande y muy importante. Debemos estudiar cada uno de los equipos que constituyen la planta con cierto nivel de detalle, determinando qué tareas son rentables y cuáles no lo son. En una planta que posea cientos o miles de equipos, este trabajo puede parecer inmenso e interminable, pero no es así. En una planta de tamaño medio, con algo menos de mil equipos, este trabajo puede suponer entre 4 y 6 semanas de un técnico que posea la formación adecuada.

A la vez que realizamos este análisis, obtendremos una serie de información adicional:

- a) Datos fundamentales para la elaboración del presupuesto anual de mantenimiento (repuestos y consumibles, importe de los subcontratos, trabajos durante las *paradas programadas*, estimación de la carga de mano de obra en horas/hombre).
- b) Repuesto que necesitamos en stock en la planta.
- c) Ayuda para la elaboración del Plan de Formación.
- d) Subcontratos necesarios con los fabricantes de algunos equipos.

3.5. Plan de Mantenimiento basado en RCM

El Plan de Mantenimiento es un documento que contiene el conjunto de tareas de mantenimiento programado que debemos realizar en una planta para asegurar los niveles de disponibilidad que se hayan establecido. Es un documento vivo, pues sufre de continuas modificaciones, fruto del análisis de las incidencias que se van produciendo en la planta y del análisis de los diversos indicadores de gestión⁴.

La elaboración del Plan de Mantenimiento atraviesa una serie de fases.

Las primeras son las ya vistas: descomposición de la planta en áreas, elaboración de la lista de equipos, descomposición de cada uno de ellos en sistemas y elementos, codificación, y asignación del modelo de mantenimiento

que mejor se adapta a las características del equipo y su función en el sistema productivo de la planta. Una vez este trabajo esté finalizado, estamos en disposición de comenzar a elaborar la lista de tareas que incluirá el Plan de Mantenimiento.

La metodología que se propone en este libro para la elaboración del Plan de Mantenimiento está basada en RCM, *Reliability Centered Maintenance*, Mantenimiento Basado en Fiabilidad. Es una técnica más dentro de las posibles para poder elaborar un Plan de Mantenimiento, que presenta algunas ventajas importantes sobre otras técnicas. Inicialmente desarrollada para el sector de aviación, donde los altos costes derivados de la sustitución sistemática de piezas amenazaban la rentabilidad de las compañías aéreas, fue trasladada posteriormente al campo industrial, después de comprobarse los excelentes resultados que había dado en el campo aeronáutico.

3.6. Gestión del mantenimiento Correctivo

No es posible gestionar adecuadamente un departamento de mantenimiento si no se establece un sistema que permita atender las necesidades de mantenimiento correctivo (la reparación de averías) de forma eficiente. De poco sirven nuestros esfuerzos para tratar de evitar averías si cuando estas se producen no somos capaces de proporcionar una respuesta adecuada. Debemos recordar, además, que un alto porcentaje de las horas-hombre dedicadas a mantenimiento se emplea en la solución de fallos en los equipos que no han sido detectados por mantenimiento, sino comunicados por el personal de producción. Este porcentaje varía mucho entre empresas: desde aquellas en las que el 100% del mantenimiento es correctivo, no existiendo ni tan siquiera un Plan de Lubricación, hasta aquellas, muy pocas, en las que todas las intervenciones son programadas. De forma estimativa, podríamos considerar que, en promedio, más del 70% del tiempo total dedicado a mantenimiento se utiliza para solución de fallas no programadas.

Gestionar con eficacia el mantenimiento correctivo significa:

- a) Realizar intervenciones con rapidez, que permitan la puesta en marcha del equipo en el menor tiempo posible (MTTR13, tiempo medio de reparación, bajo).
- b) Realizar intervenciones fiables, y adoptar medidas para que no se vuelvan a producir estas en un periodo de tiempo suficientemente largo (MTBF14, tiempo medio entre fallos, grande).
- c) Consumir la menor cantidad posible de recursos (tanto mano de obra como materiales).

3.7. Gestión de repuestos

Uno de los costes más importantes del Departamento de Mantenimiento lo constituye el consumo de repuestos. Hace unos años, este era el coste más importante en mantenimiento, de tal forma que por cada \$ gastado en personal, se consumían 2 o más en materiales. Esta situación ha cambiado, se ha invertido (en la actualidad el coste del personal supera ampliamente al de repuestos), pero no hay duda de que, si bien ya no es el principal coste, sí es el segundo en importancia y, por tanto, es un coste a optimizar.

Además del propio consumo de repuesto, nos encontramos con otros dos puntos que es necesario tener en cuenta:

— Los departamentos financieros y el estricto control económico que se hace de cada una de las partidas presupuestarias de una empresa han impuesto unas políticas de reducción de stock cada vez más agresivas, de manera que se hace necesario estudiar qué materiales son los imprescindibles para mantener en stock.

— La disponibilidad de las plantas se ve seriamente afectada por un stock de repuesto adecuado.

Por tanto, además de optimizar el consumo de repuestos, hay que buscar un compromiso entre la cantidad de dinero a inmovilizar en la adquisición de repuestos y la disponibilidad deseada en la planta.

3.8. Gestión de los recursos humanos en mantenimiento

Hace tan solo unos años (años 60-70), por cada dólar gastado en mano de obra de mantenimiento las empresas gastaban dos dólares en materiales y repuestos.

Las posibilidades de optimización se centraban, pues, en el ahorro de materiales, ya que cualquier acción que redundara en un consumo menor de repuestos tenía un efecto mayor sobre el resultado global que un intento de reducción de personal. La situación, hoy en día, es claramente opuesta: por cada euro gastado en repuestos los departamentos de mantenimiento gastan dos euros en mano de obra.

Conviene entonces preocuparse por la mano de obra. Si queremos optimizar (y optimizar significa generalmente gastar menos para hacer lo mismo o más), los recursos humanos son ahora la pieza más importante, el punto que debemos dirigir nuestras miradas buscando ese ahorro que haga a la empresa ser más competitiva.

3.9. Calidad en mantenimiento

La Calidad en la fabricación de tornillos tiene un significado sencillo de entender. Significa fabricar tornillos que alcancen las especificaciones marcadas a un coste que permita obtener el beneficio deseado a la empresa que los produce. Cuando hablamos de Calidad en el servicio que presta un restaurante nos referimos a la satisfacción que provoca en el cliente el conjunto de alimentos y servicios disfrutados (decoración, amabilidad, etc) en relación al dinero pagado, o dicho de otra forma, al cumplimiento de las expectativas del cliente en lo que recibe en relación a lo que tiene que abonar por ello.

Cuando nos referimos a Calidad en mantenimiento, es conveniente definir con exactitud a qué nos estamos refiriendo. Por Calidad en Mantenimiento debemos entender lo siguiente:

MÁXIMA DISPONIBILIDAD AL MÍNIMO COSTE

Si desmenuzamos este ambicioso objetivo en pequeñas metas menores, nos encontramos que *Máxima Disponibilidad al Mínimo Coste* significa, entre otras cosas:

- Que dispongamos de mano de obra en la cantidad suficiente y con el nivel de organización necesario.
- Que la mano de obra esté suficientemente cualificada para acometer las tareas que sea necesario llevar a cabo.
- Que el rendimiento de dicha mano de obra sea lo más alto posible.
- Que dispongamos de los útiles y herramientas más adecuadas para los equipos que hay que atender.
- Que los materiales que se empleen en mantenimiento cumplan los requisitos necesarios.
- Que el dinero gastado en materiales y repuestos sea el más bajo posible.
- Que se disponga de los métodos de trabajo más adecuados para acometer las tareas de mantenimiento.
- Que las reparaciones que se efectúen sean fiables, es decir, no vuelvan a producirse en un largo periodo de tiempo.
- Que las paradas que se produzcan en los equipos como consecuencia de averías o intervenciones programadas no afecten al Plan de Producción y, por tanto, no afecten a nuestros clientes (externos o internos).
- Que dispongamos de información útil y fiable sobre la evolución del mantenimiento que nos permita tomar decisiones.

3.10. Gestión de la prevención de riesgos laborales

La preocupación creciente por el aumento de la siniestralidad laboral ha hecho que los gobiernos y las distintas administraciones hayan tomado carta en la prevención de los riesgos laborales. A la presión social para «hacer algo» que reduzca el número y la gravedad de los accidentes se une el alto coste que para el Estado y las empresas tienen los accidentes de trabajo.

Por desgracia, las actuaciones gubernamentales se han dirigido más a dirimir responsabilidades y castigar a los culpables que a buscar mecanismos reales para prevenir los riesgos. Un dato clarificador: desde que en España se puso en marcha la nueva normativa sobre prevención de riesgos, que asumía la Directiva Marco de la Unión Europea en esa materia, el número y gravedad de

los accidentes laborales no ha disminuido en absoluto (ha aumentado, de hecho).

Las responsabilidades que atribuye la nueva normativa al Responsable de Mantenimiento son importantes: junto con sus propios mandos, es el responsable de velar por la seguridad de los trabajadores a su cargo, de garantizar la ausencia de accidentes.

Según la nueva normativa de prevención de riesgos laborales, lo primero que hay que intentar es *evitar los riesgos*, y si no se puede conseguir, *evaluar los riesgos que no se puedan evitar* y tomar las medidas necesarias para *minimizar esos riesgos*. Es preciso analizar los accidentes de trabajo y buscar sus causas, evitando explicarlos por la mala suerte, la casualidad, o achacarlos exclusivamente a la falta de cuidado del operario. Es necesario combatir los riesgos en su origen. Será también necesario descubrir los riesgos de contraer enfermedades profesionales, teniendo en cuenta los contaminantes existentes, su concentración, intensidad y exposición a los mismos.

Además de estos daños, la salud de los trabajadores puede verse agredida como consecuencia de la carga de trabajo, física y mental, y, en general, de los factores psicosociales y organizativos capaces de generar fatiga, estrés, insatisfacción laboral, etc.

Todos estos factores deben ser estudiados y tenidos en cuenta, con el objetivo último de conseguir puestos de trabajo seguros y saludables, buscando el bienestar de los trabajadores.

3.11. Gestión de la información

El Departamento de Mantenimiento necesita y genera abundante información, por lo cual es necesario prestar atención al sistema que se empleará para recopilar datos que se conviertan en información.

Empecemos distinguiendo datos, sistema de información e información propiamente dicha.

Los datos son un conjunto de números y anotaciones sobre todos los aspectos relacionados con mantenimiento que se generan o se pueden obtener a partir de la actividad diaria. La información la componen también datos, pero

ordenados de tal manera que nos permiten tomar decisiones. El sistema de información es el elemento que relaciona ambos, datos e información, de manera que convierte los primeros en los segundos.

Así, son datos todas las paradas registradas en todos los equipos de la planta. Estos datos formarán un listado, más o menos extenso, que recogerá con precisión cuándo y por qué ha parado cada equipo. Pero esto no es información.

Información es un listado de los equipos que más han parado durante un periodo determinado, o aquellos cuya parada está costando más dinero a la empresa. Se convierte en información porque, presentado así, nos permite tomar decisiones: en qué equipos debemos intervenir, o si necesitamos programar reparaciones de gran alcance para conseguir aumentar la disponibilidad de la planta, por ejemplo. La información es, pues, un conjunto de datos agrupados de la manera apropiada. También podemos decir que si una información no es útil para tomar decisiones no es información, sino una forma diferente de presentar datos.

Hecha esta puntualización, podemos decir que mantenimiento genera montones de datos que debemos tratar y ordenar adecuadamente para poder convertirlos en información. Para ayudarnos en este cometido, podemos utilizar sistemas informáticos, que automatizan determinados cálculos y que ordenan los datos de la manera que definamos. Pero como veremos, los sistemas informáticos no son la solución definitiva a los problemas de mantenimiento, sino que en ocasiones incluso se convierten en un lastre burocrático que no ayuda a mejorar los resultados, sino que los empeora.

3.12. Gestión del cambio

Cuando proponemos un cambio, lo primero que nos cuestionamos es por qué queremos cambiar. Entre las razones habituales para proponer un cambio en Mantenimiento pueden estar las siguientes:

— La disponibilidad de los equipos no es la adecuada. Algunos equipos pasan demasiado tiempo no disponible, afectando el Plan de Producción. La Dirección

o el Departamento de Mantenimiento se plantean un cambio que mejore esa situación.

— Se desea rebajar el coste de mantenimiento. Los resultados, a nivel de disponibilidad, pueden o no ser los esperados, pero la competencia, la situación del mercado, los costes unitarios del producto o la situación de la empresa pueden requerir una disminución del coste.

— Se desea una modernización del Sistema de Gestión de Mantenimiento, ya que independientemente de que se alcancen o no los objetivos fundamentales de coste y disponibilidad, puede haber otras razones estratégicas que estén promoviendo cambios en toda la empresa: implantación de sistemas de aseguramiento de la calidad, gestión de la información generada a través de un *software* que permita compartir datos a los diferentes departamentos, cambios organizativos, necesidad de fiabilizar la instalación, etc.

En segundo lugar, debemos plantearnos hacia dónde queremos cambiar.

Los objetivos que se plantee cada organización pueden ser diferentes, pero algunas metas comunes pueden ser las siguientes:

— El sistema de mantenimiento que se desarrolle debe utilizar la mano de obra estrictamente necesaria para garantizar los niveles de disponibilidad necesarios, ni más ni menos. Este personal debe tener los conocimientos que se requieran, y debe haber un sistema de formación que garantice su reciclaje continuo.

— El sistema debe permitir identificar qué tareas de mantenimiento son las más interesantes en cada uno de los equipos, no debiéndose realizar más trabajo del necesario, pues eso elevaría los costes.

— La información generada en mantenimiento debe recogerse, de manera que pueda analizarse y puedan tomarse decisiones basándose en esa información.

— La gestión de los materiales (repuestos, consumibles, etc.) debe asegurar que se cumplirán los niveles de disponibilidad de los equipos al mínimo coste posible. Para ello, el almacén debe contener lo estrictamente necesario, y debe asegurarse que el sistema de gestión de materiales es eficaz y económico.

— Los trabajos en mantenimiento se realizan de manera segura y sin afectar al medio ambiente.

La tercera cuestión a resolver es, por último, cómo llevar a cabo el proceso de cambio, una vez aclarados los dos puntos anteriores. En este capítulo estudiaremos cómo hacer el cambio hacia el sistema propuesto en este libro de manera ordenada, de forma que se asegure el éxito del proceso.

3.13. Ficha de equipo

Para poder llevar a cabo la selección del Modelo de Mantenimiento que más se adapte a cada equipo, debemos, en primer lugar, disponer de la lista de los equipos que componen la planta. Esta lista, como hemos visto, puede ser tan detallada como se quiera: cuanto más detallada sea, más válidas serán las conclusiones que obtengamos.

Una vez tengamos esa lista, es necesario elaborar una ficha para cada uno de los *ítems* que componen la planta. La Ficha de Equipo debe contener los datos más sobresalientes que afecten al mantenimiento de cada uno de los equipos de la planta.

A la hora de elaborar estas fichas, deberemos comenzar por los equipos que intuimos más importantes, y después continuar con el resto hasta completar la totalidad de los equipos de la planta. Esto debe hacerse así porque los equipos más significativos nos supondrán generalmente poco tiempo y, en cambio, el total de los equipos nos supondrá mucho más. Si por alguna razón debemos paralizar el trabajo, es mejor dejar de hacer los equipos menos importantes, por razones obvias.

Este trabajo es, además, independiente de que haya o no un soporte informático en la empresa. Si tenemos un sistema de mantenimiento asistido por Ordenador es recomendable igualmente realizar esta ficha en soporte papel o con la ayuda de una pequeña base de datos de fabricación propia, utilizando, por ejemplo, el formato que se indica en las páginas siguientes.

Una vez tengamos todas las fichas en soporte papel, la carpeta que contenga estas fichas se volverá la fuente de información a partir de la cual introduciremos datos en nuestro sistema informático. La razón de hacerlo en

soporte papel es doble. En primer lugar, la recogida de datos y las decisiones a tomar son la parte más importante del trabajo, e introducirlo en el sistema informático es una actividad mecánica que puede hacer un administrativo o un grabador de datos. En segundo lugar, el sistema informático no tiene por qué tener campos para toda la información necesaria, y recopilando todos los datos en soporte papel aseguramos que la tenemos toda.

En la ficha de equipo debemos anotaremos los siguientes datos:

- Código del equipo y descripción.
- Datos generales.
- Características principales (especificaciones). Es importante recopilar la mayor cantidad de datos de cada equipo.
- Valores de referencia (temperaturas de funcionamiento, nivel de vibración en cada uno de los puntos, consumos de energía por fase, etc.)
- Análisis de criticidad del equipo. Es conveniente explicar, en esta ficha, por qué se le ha asignado un determinado nivel de criticidad a cada equipo. De esta forma, cualquier persona podrá consultarlo, y entender la razón de su clasificación. Es recomendable adjuntar el cuadro en el que se analiza la criticidad en esta ficha de equipo.
- Modelo de mantenimiento recomendable. Igual que en el caso anterior, es conveniente explicar por qué se ha llegado a esa conclusión, de manera que la ficha de equipo debería contener alguna forma de poder explicarla (un gráfico, un espacio para poder aportar una justificación, etc.).
- Si necesita de mantenimiento legal, y qué normativas son las de aplicación.
- Si necesita de subcontratos a fabricantes, indicando el tipo de subcontrato que se propone (revisiones periódicas, correctivo, inspecciones).
- Repuestos críticos que deben permanecer en stock, pertenecientes a ese equipo.
- Repuestos que se prevé que necesitará ese equipo en un ciclo de 5 años.
- Consumibles necesarios (lubricantes, filtros, etc.) que necesita para funcionar, especificando sus características.

— Acciones formativas que se consideran necesarias para poder tener el conocimiento que se requiere para poder ocuparse del mantenimiento del equipo.

Realizando esta ficha de cada uno de los equipos que componen la planta, es fácil entender porqué, al realizar este trabajo, estamos recopilando datos muy importantes que nos ayudarán en otras labores, además de poder realizar el Plan de Mantenimiento:

— Tendremos algunos de los datos necesarios para poder calcular el presupuesto de mantenimiento. Podremos calcular los materiales necesarios, calcular el monto del inmovilizado en repuesto, los subcontratos que debemos firmar con fabricantes, etc.

— Podremos elaborar el Plan de Formación a partir de las necesidades de formación en cada uno de los equipos (nos faltará, para poder completar este plan, la formación genérica que consideremos necesaria).

3.14. Hoja-Resumen de los equipos de una planta

Por último, puede ser conveniente elaborar una hoja-resumen con los equipos más significativos de la planta, en la que se registren los datos más importantes contenidos en las fichas de equipo. Esto nos permitirá manejar datos importantes de la planta de una forma más compacta, de manera que con un vistazo rápido a un documento que tiene muy pocas hojas podamos hacernos una idea completa de conjunto sobre la planta.

Los datos que deberían figurar en esa hoja-resumen, cuyo formato se propone en la página siguiente, serían los siguientes (se indican las abreviaturas empleadas en el formato):

- Código del equipo (CÓDIGO).
- Nombre del equipo (DESCRIPCIÓN).
- Nivel de criticidad (CRIT).
- Modelo de mantenimiento a aplicar. Los modelos serán los detallados anteriormente:
 - Fiabilidad (FIAB).
 - Sistemático (SIST).

- Condicional (COND).
- Correctivo (CORR).
- Mantenimiento legal (LEG). Indicar qué inspecciones le corresponden.
- Mantenimiento subcontratado al fabricante (SUB). (Indicar el tipo de subcontrato que se propone: preventivo, correctivo, inspecciones).
 - Las acciones formativas (cursos, charlas, etc.) que se consideran necesarias para completar los conocimientos sobre la planta.
 - Repuesto crítico (en caso de ser equipo crítico). Indicar las piezas que deben permanecer en stock. (REPUESTO).
 - Cualquier otra información de interés (OBSERVACIONES).

CAPÍTULO 4

GENERALIDADES

4.1. Análisis de criticidad [2]

No todos los equipos tienen la misma importancia en una planta industrial.

Es un hecho que unos equipos son más importantes que otros. Como los recursos de una empresa para mantener una planta son limitados, debemos destinar la mayor parte de los recursos a los equipos más importantes, dejando una pequeña porción del reparto a los equipos que menos pueden influir en los resultados de la empresa.

Pero, ¿cómo diferenciamos los equipos que tienen una gran influencia en los resultados de los que no la tienen? Cuando tratamos de hacer esta diferenciación, estamos realizando el Análisis de Criticidad de los equipos de la planta.

Comencemos distinguiendo una serie de niveles de importancia o criticidad:

- Equipos críticos: son aquellos equipos cuya parada o mal funcionamiento afecta significativamente a los resultados de la empresa.
- Equipos importantes: son aquellos equipos cuya parada, avería o mal funcionamiento afecta a la empresa, pero las consecuencias son asumibles.
- Equipos prescindibles: son aquellos con una incidencia escasa en los resultados. Como mucho, supondrán una pequeña incomodidad, algún pequeño cambio de escasa trascendencia, o un pequeño coste adicional.

Opcionalmente, algunas empresas prefieren incluir una categoría más: los equipos altamente críticos. Se pretende con la introducción de esta nueva categoría distinguir entre dos tipos de equipos críticos distintos: equipos más críticos y equipos menos críticos.

Veamos, en segundo lugar, qué criterios podemos utilizar para clasificar cada uno de los equipos en alguna de las categorías anteriores. Debemos considerar la influencia que una anomalía tiene en cuatro aspectos: producción, calidad, mantenimiento y seguridad.

- Producción: cuando valoramos la influencia que un equipo tiene en producción, nos preguntamos cómo afecta a ésta un posible fallo.

Dependiendo de que suponga una parada total de la instalación, una parada de una zona de producción preferente, paralice equipos productivos pero con pérdidas de producción asumible o no tenga influencia en producción, clasificaremos el equipo como A, B o C.

- Calidad: el equipo puede tener una influencia decisiva en la calidad del producto o servicio final, una influencia relativa que no acostumbre a ser problemática o una influencia nula.
- Mantenimiento: el equipo puede ser muy problemático, con averías caras y frecuentes; o bien un equipo con un coste medio en mantenimiento; o, por último, un equipo con muy bajo coste, que normalmente no dé problemas.
- Seguridad y medio ambiente: un fallo del equipo puede suponer un accidente muy grave, bien para el medio o para las personas, y que además tenga cierta probabilidad de fallo; es posible también que un fallo del equipo pueda ocasionar un accidente, pero la probabilidad de que eso ocurra puede ser baja; o, por último, puede ser un equipo que no tenga ninguna influencia en seguridad.

Imaginemos ahora la siguiente situación. Al valorar un equipo, ha resultado ser Crítico por mantenimiento, Prescindible por calidad y por seguridad, e Importante por producción. ¿Cómo debemos considerar el equipo?

La categoría que demos a un equipo debe corresponder a la más alta que haya obtenido al valorar los 4 aspectos. En el caso descrito, el equipo resultaría Crítico.

4.2. Fallas funcionales [3]

Los objetivos de mantenimiento son determinados por las funciones y respectivas expectativas de desempeño del bien bajo consideración. Pero ¿cómo se alcanzan estos objetivos?

El único suceso que puede hacer que un bien deje de funcionar al nivel requerido es algún tipo de falla. Esto sugiere que el departamento mantenimiento alcanza sus objetivos, al adoptar un acercamiento acertado al manejo de las fallas. Sin embargo, antes de que podamos aplicar la conjunción

de herramientas apropiadas, necesitamos identificar el tipo de fallas que pueden presentarse.

Este proceso se realiza en dos niveles:

- * Primero, identificando qué circunstancias llevaron a un estado fallido.
- * Luego investigando qué situaciones son las causantes de que un bien caiga en ese estado de falla.

Los estados de falla son conocidos como fallas funcionales, porque ocurren cuando un bien es incapaz de cumplir una función a un nivel de desempeño que sea aceptable por el usuario. En adición a la incapacidad total para funcionar, esta definición abarca fallas parciales, donde el bien todavía funciona, pero a nivel inaceptable de desempeño, (incluyendo también los casos donde no se alcanza el nivel de precisión o calidad). Pero éstas solo pueden ser identificadas una vez que las funciones y desempeño estándares hayan sido definidas con claridad.

4.3. Modos de fallas [3]

Una vez que hemos identificado cada falla funcional, el próximo paso es tratar de identificar todas las posibles causas de este estado de error. Estos eventos se conocen como modos de fallas. Los modos de falla “razonablemente similares” incluyen aquellas fallas que ocurrieron en el mismo equipo o en similares, operando en el mismo contexto, fallas que actualmente están siendo prevenidas por regímenes de mantenimiento ya existentes, y aquellas fallas que no ocurrieron aun, pero que se consideran como posibilidades muy reales en el contexto en cuestión.

Las listas de modos de fallas más tradicionales, incorporan fallas causadas por el deterioro o el uso y desgaste normal. Sin embargo, también puede incluir fallas causadas por errores humanos (en parte por operarios y personal de mantenimiento) o por desperfectos de diseño de modo que los posibles causantes de fallas en equipos pueden ser identificados y manejados apropiadamente. Es también de suma importancia identificar la causa en detalle de modo que no se desperdicien tiempo ni esfuerzo en tratar síntomas en lugar de causas. Por otro lado, Es también de suma importancia asegurar

que el tiempo no se desperdicia en el análisis mismo, por concentrarse en demasiados detalles.

4.4. Efectos de las fallas [3]

Enlistar los efectos de las fallas, que describen lo que sucede cuando se presenta cada modo de falla debe incluir toda la información necesaria para respaldar la evaluación de las consecuencias de las fallas, como ser,

- * Evidencias, (si las hubiera), de que la falla ocurrió.
- * En qué manera, (si las hubiera), representa una amenaza para la seguridad del medioambiente.
- * De qué modo, (si los hubiera) afecta la producción u operaciones.
- * Que debe hacerse para reparar la falla.

El proceso de identificar funciones, fallas funcionales, modos y efectos de las fallas trae aparejadas oportunidades sorprendentes de mejorar el desempeño y seguridad, y de eliminar lo innecesario.

4.5. Consecuencias de las fallas [3]

Un análisis detallado de una empresa industrial promedio, tiende a arrojar entre tres y diez mil posibles modos de fallas. Cada una de estas fallas afectan a la organización en alguna escala, pero en cada caso los efectos son diferentes. Pueden afectar la operatividad. También pueden afectar la calidad del producto, servicio al cliente, seguridad del medioambiente. Todas significaran el gasto de tiempo y dinero para repararlas.

Son esas consecuencias las que ejercen la mayor influencia para que tratemos de prevenir cada falla. En otras palabras, si una falla trae consecuencias serias, tenderemos a hacer todo lo posible para tratar de evitarla. Por otro lado, si esta no afecta o afecta en un grado mínimo, entonces quizás decidamos no hacer un mantenimiento de rutina que vaya más allá de la limpieza y lubricación.

4.5.1. Consecuencias de fallas ocultas

Las fallas ocultas no causan un impacto directo, pero exponen a la empresa a fallas múltiples, con consecuencias serias y frecuentemente catastróficas. (La mayoría de estas fallas están asociadas con sistemas de protección no libres de fallas).

4.5.2. Consecuencias medioambientales y de seguridad

Una falla trae consecuencias de seguridad si potencialmente puede dañar o causar la muerte. Tiene consecuencias medioambientales si provoca la violación de cualquier norma medioambiental corporativa, regional, nacional o internacional.

4.5.3. Consecuencias operativas

Una falla trae consecuencias operativas cuando afecta la producción (rendimiento, calidad del producto, servicio al cliente o costos operativos, además del costo directo de reparación.)

4.5.4. Consecuencias no operativas

Las fallas evidentes que conforman esta categoría, no tienen consecuencias ni de seguridad, ni de protección, de modo que solo implican el costo de reparación.

Forzando una revisión estructurada de las consecuencias de cada tipo de fallas, de acuerdo con las categorías antes descritas, integra los objetivos operativos, medioambientales y de seguridad; que son base de la función de mantenimiento. Esto ayuda a poner la seguridad y el medioambiente en la corriente principal del manejo de mantenimiento.

4.6. Patrones de fallas

El pensamiento clásico sugiere que los registros detallados de las fallas nos permitirán determinar la vida del equipo y de ese modo hacer planes para tomar acciones preventivas antes de que el ítem comience a fallar en el futuro. Este modelo es útil para ciertos tipos de equipos simples, y para algunos más complejos con modos de fallas dominantes. En particular las características de durabilidad se encuentran cuando el equipo tiene contacto directo con el producto. Las fallas relacionadas a la edad se asocian con frecuencia con la fatiga, corrosión, abrasividad y evaporación.

Sin embargo, los equipos en general son mucho más complejos que veinte años atrás. Esto llevo a cambios iniciales en los patrones de falla, como se muestra en la Figura 12. Los gráficos muestran la probabilidad condicional de falla versus la edad operativa, en un número de equipos eléctricos y

mecánicos. El patrón A es la tan conocida “curva de la bañera”. Comienza con una incidencia alta de falla (*conocida como mortalidad infantil*) seguida por una probabilidad de falla condicional en lento o constante crecimiento, luego por la zona de desgaste.

El patrón B muestra una probabilidad de falla creciente, finalizando en una zona de desgaste.

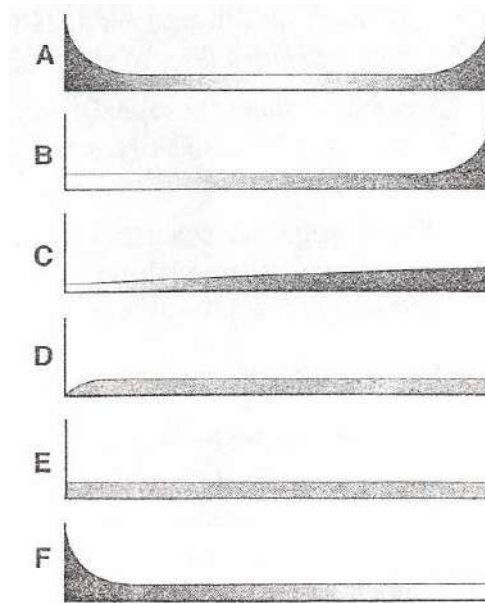


Figura 12: 6 patrones de fallas.

Fuente: [3]

El patrón C muestra una probabilidad de falla creciente pero no hay una edad de desgaste identificable. El patrón D muestra una baja probabilidad de falla cuando el equipo es nuevo o recién comprado, y luego una suba rápida a un nivel constante, mientras que el patrón E muestra una permanente probabilidad condicional de fallas a cualquier edad, (fallas casuales).

El patrón F comienza con una mortalidad infantil alta, que disminuye eventualmente a una probabilidad condicional de falla muy lenta.

Los estudios realizados a una aeronave civil mostraron que un 2% de los ítems respondían al Patrón A, 2% al B, 5% al C, 7% al D, 14% al E y no menos del 68% al patrón F. (El número de veces que estos patrones se presentan en aeronaves, no es necesariamente el mismo que para la industria. Pero no hay

duda de que a medida que los equipos se vuelven más complejos, se pueden observar más y más patrones E y F.

Estos descubrimientos contradicen la creencia de que siempre hay una conexión entre confiabilidad y edad operativa. Esta creencia lleva a la idea que cuanto más frecuentemente se examine un ítem, tendrá menos probabilidades de fallar. Hoy en día, esto es cierto muy de vez en cuando. A menos que haya una probabilidad de fallas por desgaste dominante, los límites de edad hacen poco y nada para mejorar la confiabilidad de ítems complejos. En realidad, las restauraciones programadas pueden *aumentar* las fallas generales, introduciendo la mortalidad infantil en sistemas que de otro modo serían más estables.

Muchas organizaciones, al observar esto, optaron por abandonar la idea de mantenimiento proactivo en su totalidad. En realidad, esto podría ser lo correcto para fallas con consecuencias menores. Pero cuando las consecuencias de las fallas son significantes, debe hacerse *algo* para prevenir o predecir esas fallas, o al menos para reducir las consecuencias.

III. RESUMEN EJECUTIVO

CAPITULO 5

5.1. Descripción del trabajo

En este proyecto se desarrolló un análisis de criticidad a los interruptores de potencia de la Estación Coronel Oviedo perteneciente a la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), con el fin de identificar al interruptor más crítico del proceso y orientar la planificación de los trabajos sobre el equipo y así proponer un manual de mantenimientos para controlar los trabajos, con el propósito de mejorar la confiabilidad operacional del sistema.

Para elaborar todo este proceso se recurrió a levantar datos de los catorce interruptores de potencia, también se recabaron datos históricos de fallas, mantenimientos, potencia suministrada y las operaciones de maniobras realizadas sobre estos equipos. Procesando estos datos se logró identificar al equipo más crítico. Se consultaron normas, registros y recomendaciones de fabricantes para proponer un manual de procedimientos para el mantenimiento del equipo en cuestión.

5.1.1. Métodos y Técnicas utilizadas

Tipo de Investigación

Este trabajo de grado se caracterizó por ser una investigación *descriptiva*, dado que está dirigido a la recolección de información referida al funcionamiento y mantenimiento de interruptores de potencia de la Estación Coronel Oviedo, así como la revisión de normas internacionales, manuales de fabricantes y diversas técnicas, para establecer definiciones como requisitos básicos para el desarrollo de esta investigación.

Además es del tipo analítica, puesto que se realizó un estudio a una configuración de catorce interruptores de potencia mediante un análisis de criticidad, arrojando como resultado un equipo en la zona alta de criticidad.

Técnicas e instrumentos de recolección de Datos

Para la recolección de información en el presente trabajo de investigación, se utilizaron diversas técnicas de recolección de datos que se describen a continuación:

a) Análisis Documental

Este trabajo de investigación se caracterizó por ser documental, ya que se recolectó información en base al histórico de fallas y al mantenimiento de interruptores de potencia, así como también manuales, que fueron suministrados por la empresa ANDE, así como otros que se obtendrán a través del servicio de Internet.

b) Entrevista Estructurada

Un método que se empleó en este proyecto de grado para la recopilación de datos fueron las entrevistas estructuradas, aplicadas a los ingenieros y técnicos de la empresa ANDE, y también mediante consultas a otras personas especialistas en la materia.

5.2. Justificación

Esta investigación busca orientar la planificación de los mantenimientos sobre los interruptores de potencia de la ES-COV, mediante un análisis de criticidad que permitirá identificar al equipo más crítico, para luego diseñar un manual de mantenimientos para controlar las tareas realizadas, cuya finalidad es mejorar la confiabilidad operacional del sistema, que redundará en beneficios para la empresa ANDE, que requiere mejorar el funcionamiento de dichos equipos. También permitirá disminuir; los costos por reparaciones no planificadas, las interrupciones en el servicio y los riesgos de accidentes serán mínimos.

Se puede resaltar también que es un beneficio para los clientes de la ANDE y para los trabajadores de la empresa, porque mediante este proyecto se pretende realizar los trabajos de manera más rápida, segura y confiable.

5.3. Finalidad del proyecto

Con la elaboración de este proyecto final de grado se pretende:

- Aporte de los cálculos de criticidad para el gerenciamiento del mantenimiento.

- Mejorar la confiabilidad operacional de los interruptores de potencia de la ES-COV.
- Disponer de buena información para los estudios de reemplazo de equipos por obsolescencia.
- Identificar restricciones ambientales y de seguridad que debe cumplir la empresa.
- Jerarquizar por criticidad los interruptores de potencia.
- Mediante el manual de mantenimiento se busca controlar y desarrollar las tareas de forma segura y eficiente.

5.4. Metas

Mejoramiento de la confiabilidad operacional de los interruptores de potencia, mediante elecciones de tareas de mantenimientos acertadas, que sean técnicamente factibles y que se adapten a la política actual de la empresa. Además se pretende que los trabajos se realicen de forma segura y confiable.

5.5. Objetivos

5.5.1. Objetivos generales

Analizar el nivel de criticidad de los interruptores de potencia de la Estación Coronel Oviedo de la ANDE para orientar la planificación y control del mantenimiento.

5.5.2. Objetivos específicos

- Releva datos técnicos e históricos de fallas de los interruptores de potencia de la ES-COV.
- Identificar interruptores más críticos del proceso.
- Analizar el Protocolo de Mantenimiento actual de empresa ANDE y además las condiciones ambientales y operacionales a las cuales están sometidos los interruptores de potencia.
- Revisar normas relacionadas con el mantenimiento de los interruptores de potencia en subestaciones eléctricas.
- Consultar recomendaciones de los fabricantes y de los técnicos de la empresa sobre el mantenimiento de los interruptores de potencia en subestaciones eléctricas.

- Proponer un manual de mantenimiento en base a normas, recomendaciones de fabricantes y técnicos, ajustado al interruptor de potencia más crítico de la ES-COV.

5.6. Beneficiarios

El beneficiario directo de éste proyecto es la empresa ANDE, ya que mediante la información obtenida del análisis de criticidad permitirá orientar la toma de decisiones, focalizando los esfuerzos en la zona de alta criticidad, donde se ubica la mejor oportunidad de agregar valor y aumentar la rentabilidad de la empresa. El manual de mantenimiento posee todas las informaciones necesarias para la realización de las tareas, con lo que se facilitará los trabajos al personal técnico de empresa.

Al mejorar la confiabilidad operacional del equipo se logrará una mejor calidad en el servicio, consecuentemente el usuario será beneficiado de manera indirecta con la realización de éste proyecto.

5.7. Producto

- Jerarquización por criticidad de los interruptores de potencia de la ES-COV.
- Aporte de los cálculos de criticidad para el gerenciamiento del mantenimiento.
- Manual de mantenimiento dirigido al interruptor de potencia más crítico.

5.8. Localización física y cobertura espacial

Esta investigación se llevó a cabo en la ciudad de Coronel Oviedo, específicamente la muestra analizada corresponde a los interruptores de potencia ubicados en la Estación Transformadora que lleva el nombre de dicha ciudad, distante a 132 km de la capital. Sin embargo, el manual propuesto bien puede ser utilizado en los interruptores de las mismas características del SIN, por lo que la cobertura del mismo es regional.

5.9. Especificaciones de actividades y tareas realizadas

Para la resolución del problema planteado se llevaron a cabo las siguientes actividades:

Recolección de datos.

Realización de un diagnóstico general para identificar al equipo más crítico.

Identificación del equipo más crítico.

Identificación de los problemas más frecuentes.

Revisión del actual plan de mantenimiento de la ANDE.

Análisis del actual plan de mantenimiento.

Análisis de condiciones ambientales y operacionales.

Revisión de documentación teórica.

Consulta de normas internacionales.

Consulta de textos relacionados con funcionamientos y mantenimientos.

Revisión de documentación técnica.

Revisión de manuales y catálogos de fabricantes

Entrevistas a ingenieros y técnicos.

Elaboración del manual de procedimientos para mantenimiento.

Análisis del nuevo manual de mantenimiento.

Evaluación de resultados.

Evaluación de alternativas

Elaboración de informe final del PFG.

5.10. Factibilidad técnica

Con la realización del análisis de criticidad se obtuvo una lista jerarquizada de los interruptores de potencia, lo cual es un aporte importante para el gerenciamiento del mantenimiento sobre estos equipos, ya que la empresa posee un plan de mantenimiento sistemático, con este análisis se direccionaría los trabajos y recursos sobre el equipo más crítico. Mediante el manual de mantenimiento propuesto se obtendrá una ventaja técnica, puesto que en el mismo se encuentran todas las actividades que se deben realizar para la conclusión óptima de los mantenimientos preventivos y predictivos, además se organizaran de mejor manera los recursos humanos (personal técnico).

5.11. Costos

En esta sección se realizó un costo estimativo para cada tipo de mantenimiento teniendo en cuenta que los técnicos de mantenimiento tienen que trasladarse

desde el Departamento Central, distante a unos 135 km aproximadamente, lo que implica gastos para la empresa.

Primeramente se calculó el valor aproximado del costo-por kilómetro que se obtiene al movilizarse en un vehículo para poder facturar los gastos de traslado para los trabajos de mantenimiento, se ha establecido en base a una camioneta pick up doble cabina para uso profesional, de acuerdo como se observa en Tabla 27-(ver Apéndice B.1). Para el cálculo del traslado del camión grúa de la empresa, el valor obtenido en la Tabla 27-(ver Apéndice B.1) se multiplicó por tres.

Para el cálculo del valor aproximado del costo por horas de trabajo de cada personal implicado en el mantenimiento se realizó una consulta al Código Laboral Paraguayo y de acuerdo con los criterios establecidos en el mismo se implemento la siguiente ecuación:

$$\text{Costo (hs/tbj)} = \frac{\frac{\text{SalarioBase}}{30 (\text{días})}}{8 (\text{horas})} \quad (1)$$

El salario base se pudo obtener del vector salarial del año 2018 de la empresa. El resultado de esta operación se puede observar en la Tabla 28-(ver Apéndice B.1).

Para estimar el número de personales para cada trabajo de mantenimiento se recabaron los datos de las AT's donde se anota el número de personas que realizan cada trabajo. Igualmente se hizo una consulta a los técnicos especialistas de la empresa referente al tema y además el número de vehículos utilizados para el traslado en cada caso. Se elaboró la Tabla 29-(ver Apéndice B.1), donde se resumen toda la información obtenida.

En la Tabla 30-(ver Apéndice B.1), se observa el monto que cada personal percibe en concepto de viáticos, las horas estimadas para cada trabajo y la cantidad de días previstos, puesto que se considera una jornada de 8 horas de trabajo diarios de 07:00 a 15:00, para los mantenimientos que requieran técnicos especializados para su realización. También se tiene los gastos estimados en materiales y herramientas utilizados para cada trabajo, como así también otros gastos como ser el pago de peajes y algunos imprevistos.

Se considera un (1) día de viático para cada personal en concepto de traslado que incluye ida y vuelta.

Los trabajos de mantenimiento preventivo y predictivo anuales (1A), se realizan conjuntamente en coordinación con cada departamento, teniendo en cuenta esto se necesitara solo un operador para las maniobras de los equipos.

Finalmente, sometiendo a un cálculo todos los valores obtenidos anteriormente se obtiene como resultado los costos estimados de los trabajos para cada tipo de mantenimiento que se observa en la Tabla 1.

Descripción	Costos (Gs)
Mantenimiento Preventivo	
Semestral (6M)	6.128.998
Anual (1A)	22.527.076
Cuatrienal (4A)	22.291.068
Mantenimiento Predictivo	
Semanal (7D)	4.531
Mensual (1M)	9.063
Semestral (6M)	4.895.662
Anual (1A)	7.945.876
Mantenimiento Recomendado por Fabricante	40.006.605
TOTAL	103.808.879

Tabla 1. Costos estimados para los trabajos de mantenimiento.

Fuente: [Propia].

IV. INGENIERÍA DE DISEÑO

CAPÍTULO 6

6.1. Estación Coronel Oviedo

6.1.1. Ubicación

La ES-COV se encuentra ubicada sobre la Ruta N° 8 Dr. Blas Garay que une la Ciudad de Coronel Oviedo con la Ciudad de Villarrica, a unos 500 m aproximadamente de la rotonda de entrada a la ciudad de Coronel Oviedo. Está construida en la propiedad de la ANDE que cuenta con dos fincas con una superficie total de 40.355,2 m²; es una de las Estaciones cabeceras más importantes del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de la ANDE por su posición estratégica en el territorio nacional según se puede observar en la Figura 13.

6.1.2. Descripción

Actualmente la ES-COV cuenta con una potencia instalada de 113,6 MVA, distribuidos en un transformador de potencia de 220/23 kV de 41,6 MVA, otro de 220/66 kV de 3x20 MVA y uno de 66/23 kV de 12,5 MVA.

También posee 10 posiciones de líneas de transmisión en 220 kV, 2 LT's que llegan de la Central Hidroeléctrica Acaray (LT-ACY 1 y 2) y 3 llegadas de la Estación Kilometro 30 (LT-K30 1, 2 y 3); en condiciones normales de flujo de potencia 5 líneas de transmisión son de salida, que alimentan las grandes estaciones del sistema como ser la de San Lorenzo (LT-SLO), Guarambare (LT-GUA), Carayao (LT-CYO), Pirayú (LT-PIR) y la de Villarrica (LT-PPE), además de contar con una posición de Banco de Reactores de 3x6,67 MVAR y una posición de Acoplamiento-Transferencia en 220 kV. La combinación de dos barras principales y una de transferencia brinda flexibilidad a la estación de tal forma que cada posición cuenta con 4 seccionadores y un interruptor, lo que totaliza 56 seccionadores y 14 interruptores en 220 kV como se observa en el diagrama unifilar de la Figura 14.

En distribución actualmente la estación cuenta con 8 alimentadores en 23 kV que alimenta la ciudad Coronel Oviedo y alrededores.

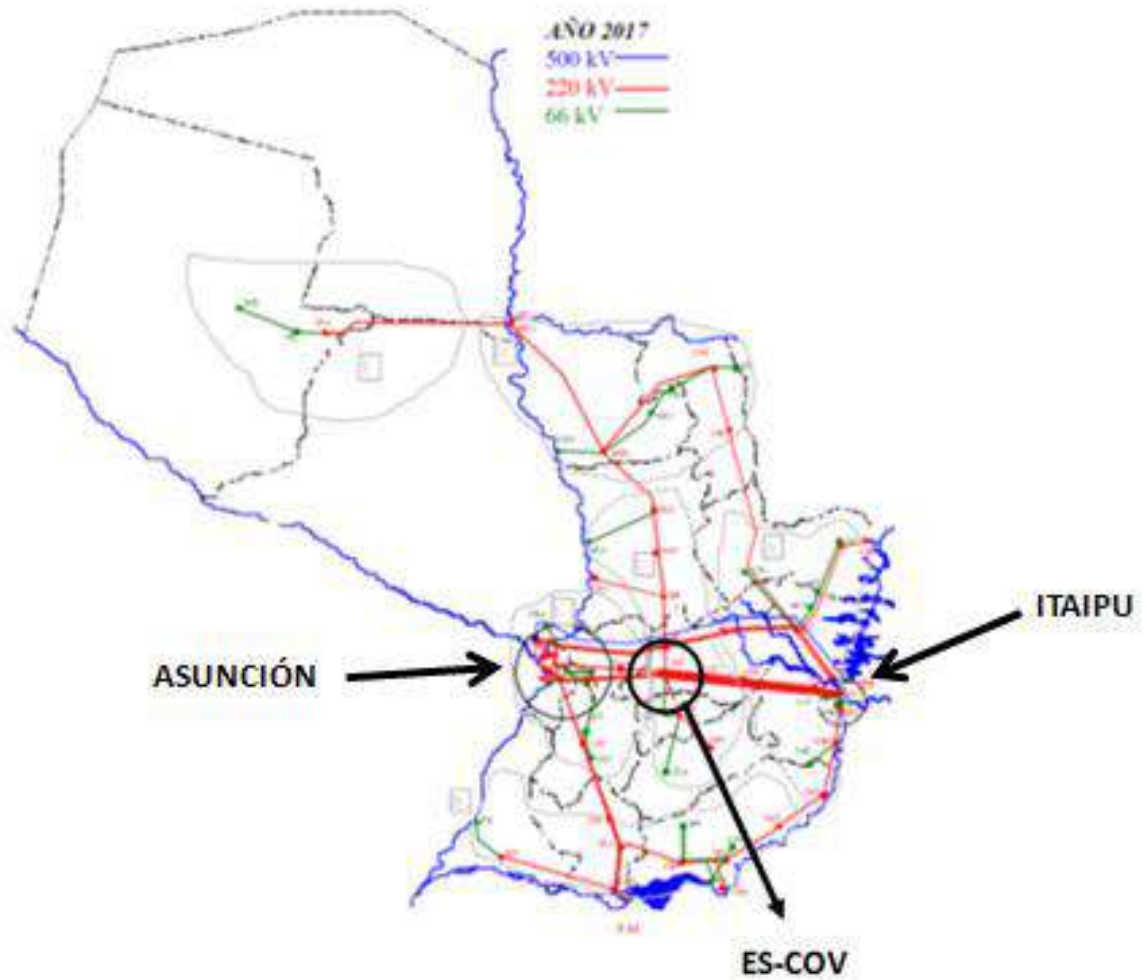


Figura 13: Ubicación de la ES-COV en el territorio nacional.

Fuente: GT/TCE-(ANDE).

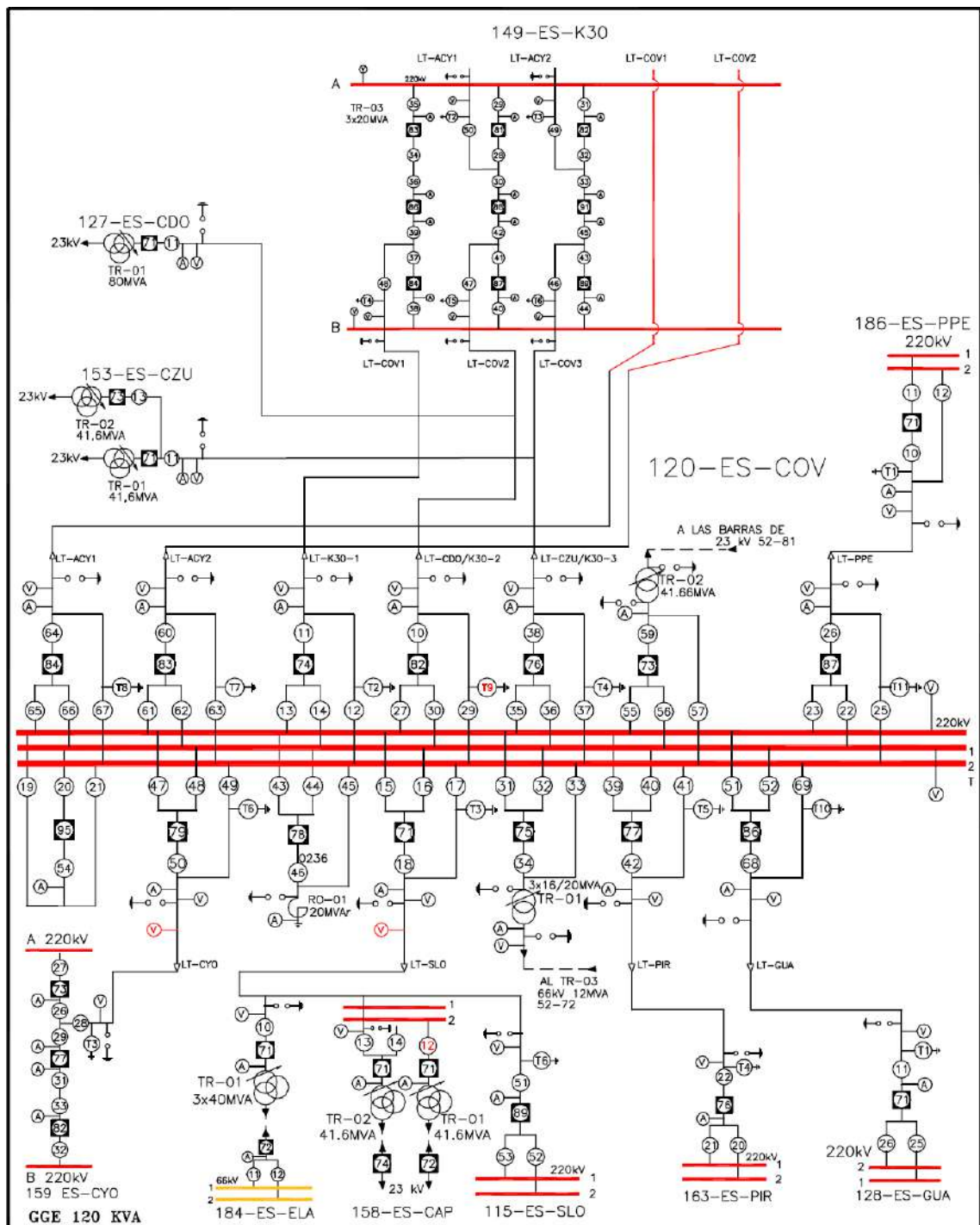


Figura 14: Esquema Unifilar 220 kV de la ES-COV.

Fuente: GT/TCE-(ANDE).

Cabe resaltar que en condiciones normales del sistema la Barra 2 siempre se encuentra en servicio lo que implica que el seccionador de la B2 y el de lado carga, más con el interruptor de cada posición estarán cerradas como se observa en la Figura 53-(ver Apéndice A.1). Esto se debe a que de la B1 es imposible realizar una transferencia de protecciones por la disposición de los equipos en la estación.

6.1.3. Interruptores de Potencia

Unas de las características comunes de los interruptores de 220 kV de la ES-COV es que son del tipo columna, monopolares, con tanque con voltaje, donde la cámara del interruptor está aislada de la tierra por un aislante que en este caso está hecho de porcelana, donde el nivel de voltaje determina la longitud de los aislantes para la cámara del interruptor y la columna del aislante.

La totalidad de los interruptores son a cámara de extinción a gas SF₆, principalmente debido a sus especificaciones y características totales relativamente altas en relación con su precio y además que los interruptores a gas SF₆ sufren menos desgastes en el contacto principal que los interruptores de aire y de aceite.

El mecanismo de accionamiento de los interruptores se dividen en a resorte y neumático. Los del sistema de activación mecánica utilizan un resorte como almacenamiento de energía; el resorte se tensa con un motor eléctrico y se sostiene por medio de un sistema de enganche. Cuando el interruptor se dispara, el enganche se libera por fuerza magnética. La energía del resorte mueve los contactos por medio de la transmisión de la energía mecánica. Sin embargo, los de accionamiento neumático la energía se almacena como aire comprimido en un receptor de aire (reservorio) y que la presión de aire se convierte en movimiento mecánico por medio de un pistón. Utilizan una combinación de resorte y presión de aire, donde el resorte por lo general maneja la operación de cierre y la presión de aire la operación de apertura. En estos tipos de mecanismos de operación es común que el resorte de cierre este cargado durante la operación de apertura.

Los interruptores son operados por relés de protección con detección a través de transformadores de corriente y de voltaje. También pueden ser operados en forma eléctrica a distancia a través del sistema Scada o paneles de control ubicados en la sala de mando.

En la siguiente Tabla 2 podemos observar algunas de las otras principales características de los interruptores de 220 kV de la ES-COV.

Interruptores de Potencia de la ES-COV					
Marca	N° D.C.	Serie N°	Tipo	Camara de Extinción	Mando
MAGRINI GALILEO	83	156984	SB6 245	Monocamara a gas SF6	Neumático a gas SF6
	84	156972			
	74	153249			
	78	158428			
MAGRINI GALILEO	75	141804	245 MHM E - 2V	Bicamara a gas SF6	Neumático a aire
	76	141805			
	77	141812			
	79	141808			
NUOVA MAGRINI GALILEO	71	149662	245 MHMe - 1P	Monocamara a gas SF6	Neumatico a aire
ABB	82	8202783	HPL 245/25B1	Monocamara a gas SF6	Mecánico a resorte
AEG T&D	73	3006384/4	S1-245 F3	Monocamara a gas SF6	Mecánico a resorte
SIEMENS	86	3274	3AP1 FI	Monocamara a gas SF6	Mecánico a resorte
	87	3275			
	95	3273			

Tabla 2: Características principales de los interruptores de 220 kV de la ES-COV.

Fuente: ES-COV-(ANDE).

Se observa que algunos interruptores tienen las mismas características constructivas, pero cumplen diferentes funciones dentro de la Estación, por ello es necesario realizar una descripción operacional de cada uno para su posterior análisis.

6.1.4. Contexto operacional de los Interruptores de potencia

Según el Estudio de Impacto Ambiental Preliminar de la ES-COV, la ciudad de Coronel Oviedo, capital del departamento del Caaguazú tiene una altitud media de 170 m.s.n.m. y con una temperatura promedio anual de 21,8°C, oscilando entre temperaturas máximas que alcanzan 41°C y mínimas que pueden descender hasta -03°C.

El promedio de lluvias varía entre 1600 a 1700 mm de Oeste a Este. La temporada de lluvias se extiende de octubre a abril, mientras los meses más secos van de mayo a agosto.

- El **52-95** es un interruptor que se utiliza para acoplar la Barra 1 con la Barra 2 y trasladar la carga indistintamente sobre una de ellas en caso de necesidad, también es utilizado para transferir protecciones de un interruptor de una posición a la vez. Posee una BCU (500) de la marca Efacec en el panel de dicha posición para la protección, control y supervisión del interruptor.



Figura 15: Ubicación del interruptor 95 dentro de la ES-COV y su placa característica.

Fuente: ES-COV-(ANDE).

- El **52-84** es un interruptor de línea (LT-ACY-COV-1), que une la Estación de la CHE-ACY con la ES-COV con una longitud de 189 km, frecuencia de 50 Hz, potencia y corriente nominal de 229 MVA y 600 A respectivamente. Es considerado una fuente de alimentación por el flujo de potencia entrante a la estación. Posee una BCU (500) de la marca Efacec en el panel de dicha posición para la protección, control y supervisión de la LT.



Figura 16: Ubicación del interruptor 84 dentro de la ES-COV y su placa característica.

Fuente: ES-COV-(ANDE).

- El **52-83** es un interruptor de línea (LT-ACY-COV-2), que une la Estación de la CHE-ACY con la ES-COV con una longitud de 189 km, frecuencia de 50 Hz, potencia y corriente nominal de 229 MVA y 600 A respectivamente. Es considerado una fuente de alimentación por el flujo de potencia entrante a la estación. Posee una BCU (500) de la marca Efacec en el panel de dicha posición para la protección, control y supervisión de la LT.



Figura 17: Ubicación del interruptor 83 dentro de la ES-COV y su placa característica.

Fuente: ES-COV-(ANDE).

- El **52-79** es un interruptor de línea (LT-CYO), que une la Estación Carayao (ES-CYO) con la ES-COV con una longitud de 48 km, frecuencia de 50 Hz, potencia y corriente nominal de 200 MVA y 525 A respectivamente. Es una interconexión entre ambas estaciones y suele tener flujo de potencia entrante como saliente dependiendo de las condiciones del SIN. Posee una BCU (500) de la marca Efacec en el panel de dicha posición para la protección, control y supervisión de la LT.

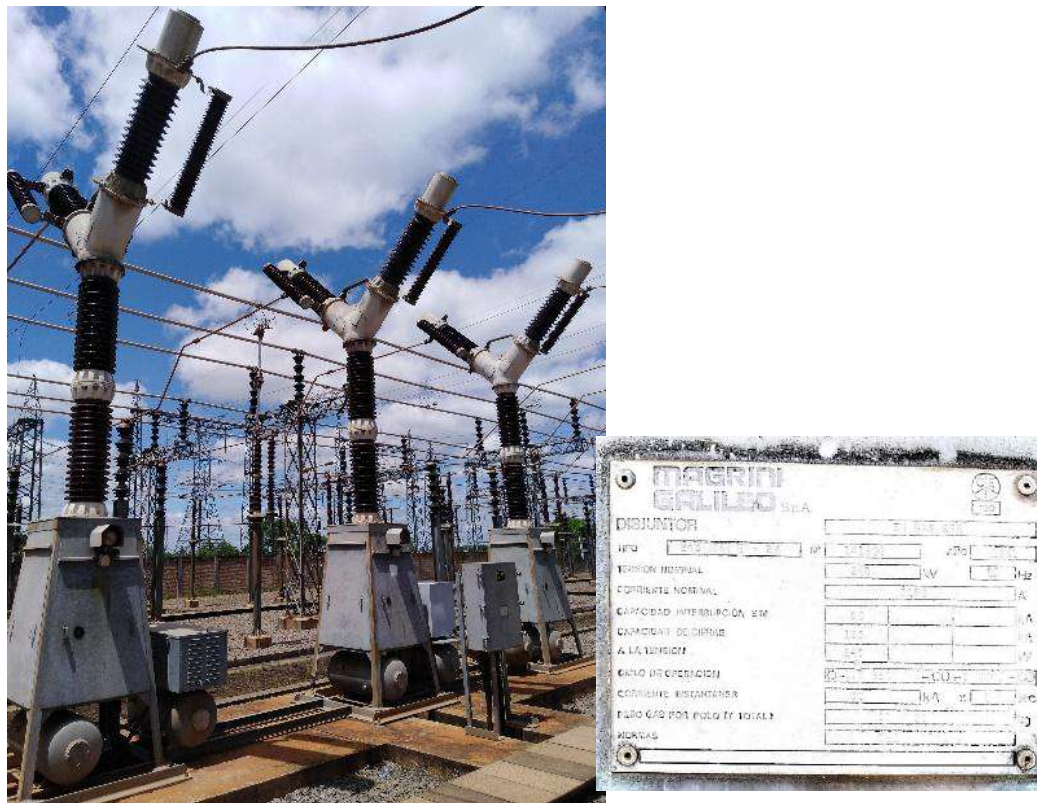


Figura 18: Ubicación del interruptor 79 dentro de la ES-COV y su placa característica.

Fuente: ES-COV-(ANDE).

- El **52-78** es un interruptor destinado a la posición Reactor (Ro) con una potencia de 20 MVAR. Está conectada a la barra de 220 kV y es utilizada en horario de fuera de punta de carga para compensar el efecto capacitivo del sistema y así reducir la tensión. El panel de esta posición posee una BCU (500) y una TPU (TC420) de la marca Efacec que se utilizan para la supervisión, control y protección del reactor.



Figura 19: Ubicación del interruptor 78 dentro de la ES-COV y su placa característica.

Fuente: ES-COV-(ANDE).

- El **52-74** es un interruptor de línea (LT-K30-COV) que une la ES-K30 con la ES-COV con una longitud de 159 km, frecuencia de 50 Hz, potencia y corriente nominal de 360 MVA y 945 A respectivamente. Es considerado una fuente de alimentación por el flujo de potencia entrante a la estación. Posee una BCU (500) de la marca Efacec en el panel de dicha posición para la protección, control y supervisión de la LT.



Figura 20: Ubicación del interruptor 74 dentro de la ES-COV y su placa característica.

Fuente: ES-COV-(ANDE).

- El **52-71** es un interruptor de línea (LT-ELA-CAP-SLO) que une de forma directa la ES-COV con la de ES-SLO con una longitud de 116 km, frecuencia de 50 Hz, potencia y corriente nominal de 400 MVA y 1050 A respectivamente. Tiene un flujo de potencia saliente de la estación y es considerada una de las que maneja más carga porque tiene la Estación Eusebio Ayala (ES-ELA) y la Estación Capiatá (ES-CAP) colgadas por la línea y que alimentan grandes e importantes zonas de la región. Posee una BCU (500) de la marca Efacec en el panel de dicha posición para la protección, control y supervisión de la LT.



Figura 21: Ubicación del interruptor 71 dentro de la ES-COV y su placa característica.

Fuente: ES-COV-(ANDE).

-

Fuente: ES-COV-(ANDE).

- El **52-75** es un interruptor destinado a la posición del Banco de Transformadores N° 1 (TR-01) 3x20 MVA, 220/66 kV que es utilizada para la alimentación de la Subestación Villarrica (SE-VIL) a través de una LT en 66 kV de 40 km de longitud. Es considerado una carga para el sistema por el flujo de potencia saliente de la estación. El panel de esta posición posee una BCU (500) y una TPU (TC420) de la marca Efacec que se utilizan para la supervisión, control y protección del transformador.



Figura 23: Ubicación del interruptor 75 dentro de la ES-COV y su placa característica.

Fuente: ES-COV-(ANDE).

- El **52-76** es un interruptor de una posición de línea (LT-K30-CZU-COV) que une la ES-K30 con la ES-COV con una longitud de 159 km, frecuencia de 50 Hz, potencia y corriente nominal de 229 MVA y 600 A respectivamente. Es considerado una fuente de alimentación por el flujo de potencia entrante a la estación y que además posee la Estación Caaguazú (ES-CZU) colgado por ella, ubicada en la ciudad con el mismo nombre. Posee una BCU (500) de la marca Efacec en el panel de dicha posición para la protección, control y supervisión de la LT.



Figura 24: Ubicación del interruptor 76 dentro de la ES-COV y su placa característica.

Fuente: ES-COV-(ANDE).

- El **52-77** es un interruptor de línea (LT-COV-PIR) que une la Estación Pirayú (ES-PIR) con la ES-COV con una longitud de 77 km, frecuencia de 50 Hz, potencia y corriente nominal de 400 MVA y 1050 A respectivamente. Es considerado una carga para el sistema por el flujo de potencia saliente de la estación. Posee una BCU (500) de la marca Efacec en el panel de dicha posición para la protección, control y supervisión de la LT.



Figura 25: Ubicación del interruptor 77 dentro de la ES-COV y su placa característica.

Fuente: ES-COV-(ANDE).

- El **52-73** es el interruptor del Transformador N° 2 (TR-01) 220/23 kV de 41,6 MVA y está destinado a proveer de energía eléctrica a toda la ciudad de Coronel Oviedo con una población de 188.000 habitantes aproximadamente según el último censo del año 2012. Es considerado una carga para el sistema. El panel de esta posición posee una BCU (500) y una TPU (TC420) de la marca Efacec que se utilizan para la supervisión, control y protección del transformador.



Figura 26: Ubicación del interruptor 73 dentro de la ES-COV y su placa característica.

Fuente: ES-COV-(ANDE).

- El **52-86** es un interruptor de línea (LT-COV-GUA) que une la ES-COV con la ES-GUA, con una longitud de 102 km, frecuencia de 50 Hz, potencia y corriente nominal de 400 MVA y 1050 A respectivamente. Es considerado una carga para el sistema por el flujo de potencia saliente de la estación. Posee una BCU (500) de la marca Efacec en el panel de dicha posición para la protección, control y supervisión de la LT.

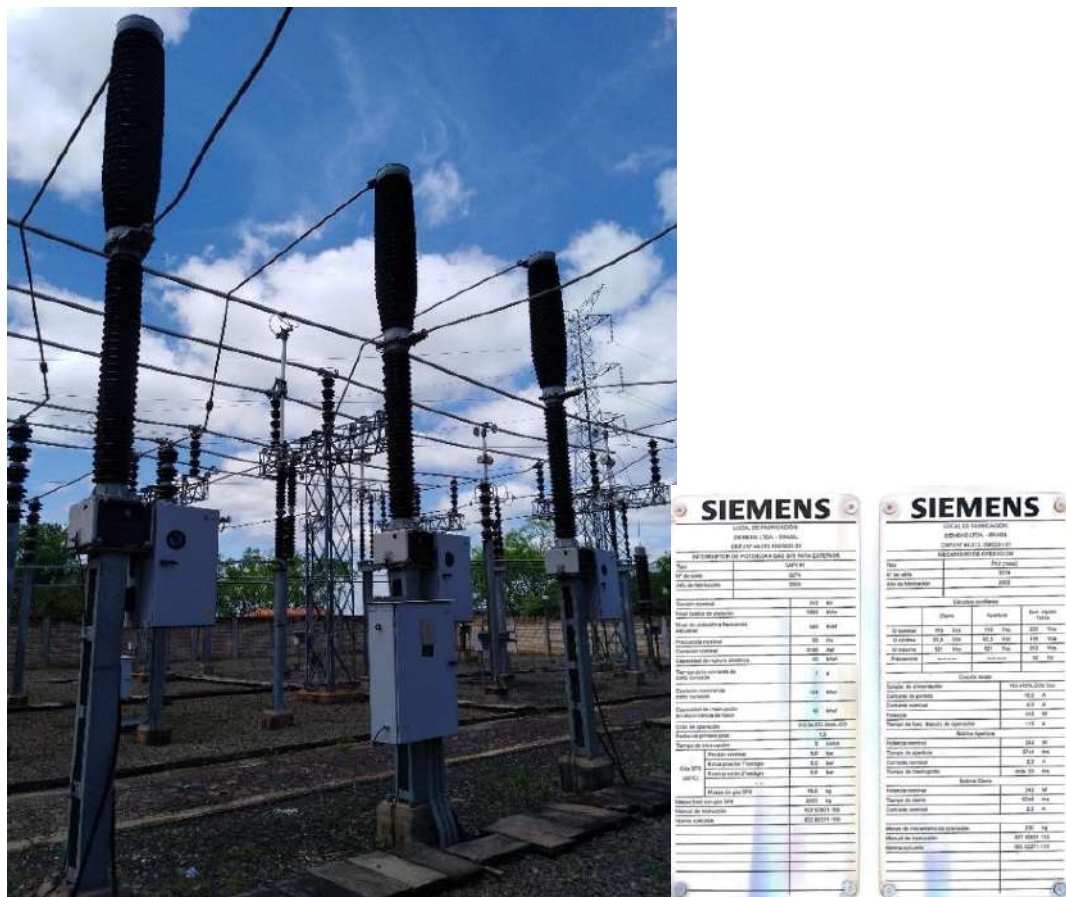


Figura 27: Ubicación del interruptor 86 dentro de la ES-COV y su placa característica.

Fuente: ES-COV-(ANDE).

- El **52-87** es un interruptor de línea (LT-COV-PPE) que une la ES-COV con la ES-PPE con una longitud de 42 km, frecuencia de 50 Hz, potencia y corriente nominal de 210 MVA y 551 A respectivamente. Es considerado una carga para el sistema por el flujo de potencia saliente de la estación. Posee una BCU (500) de la marca Efacec en el panel de dicha posición para la protección, control y supervisión de la LT.

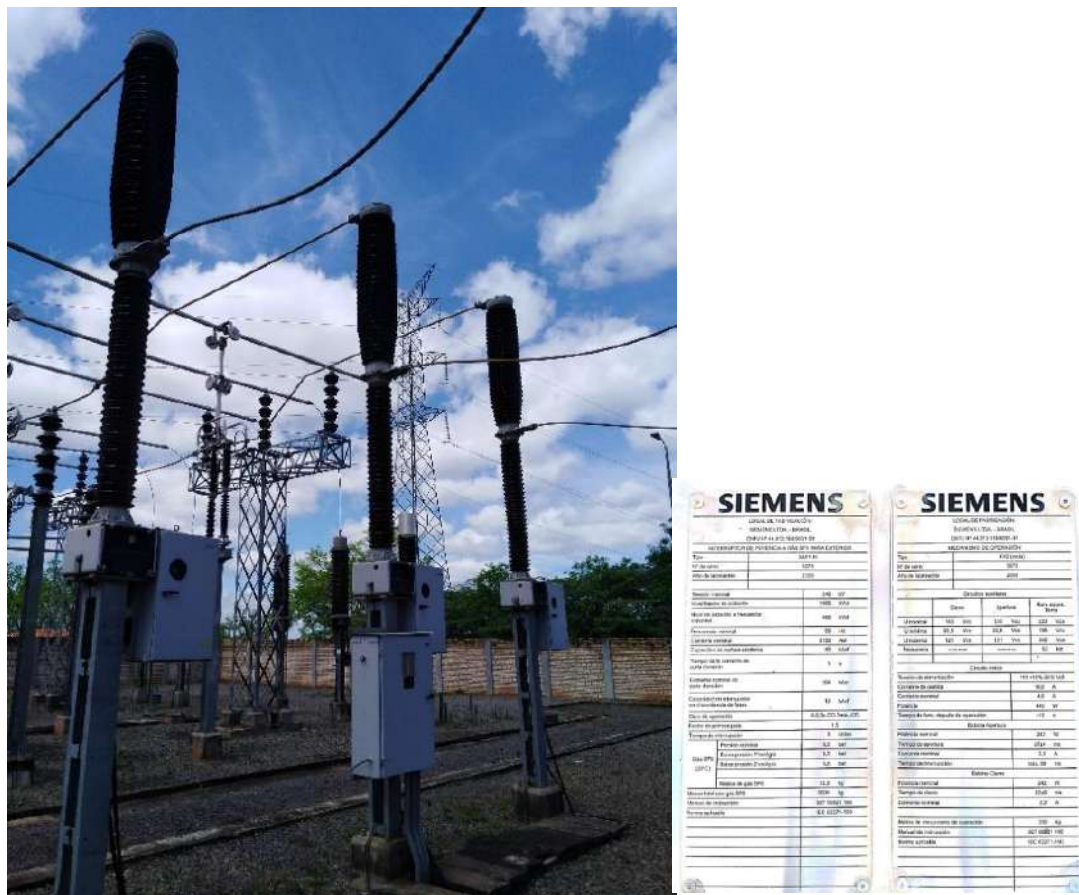
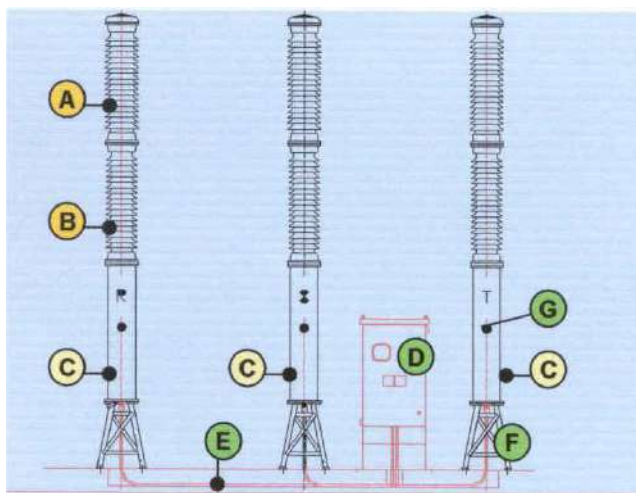


Figura 28: Ubicación del interruptor 87 dentro de la ES-COV y su placa característica.

Fuente: ES-COV-(ANDE).

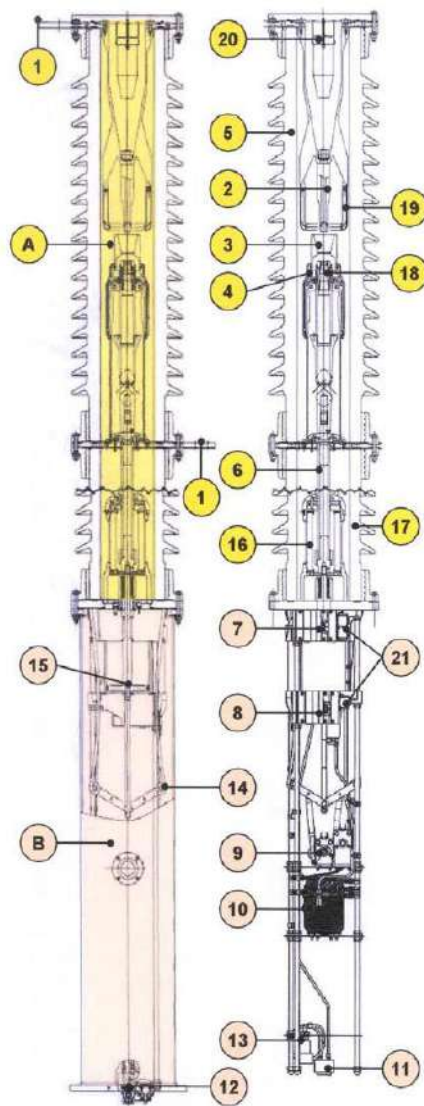
6.1.5. Partes principales de los tipos de interruptores de potencia ubicados en la ES-COV



- A. Interruptor
- B. Columna aislante, soporte
- C. Mecanismo de operación
- D. Cubículo de control local
- E. Cables de interconexión
- F. Estructura de soporte

Figura 29: Partes principales de un Interruptor de potencia del Tipo SB6 245 Mando Neumático a gas SF6.

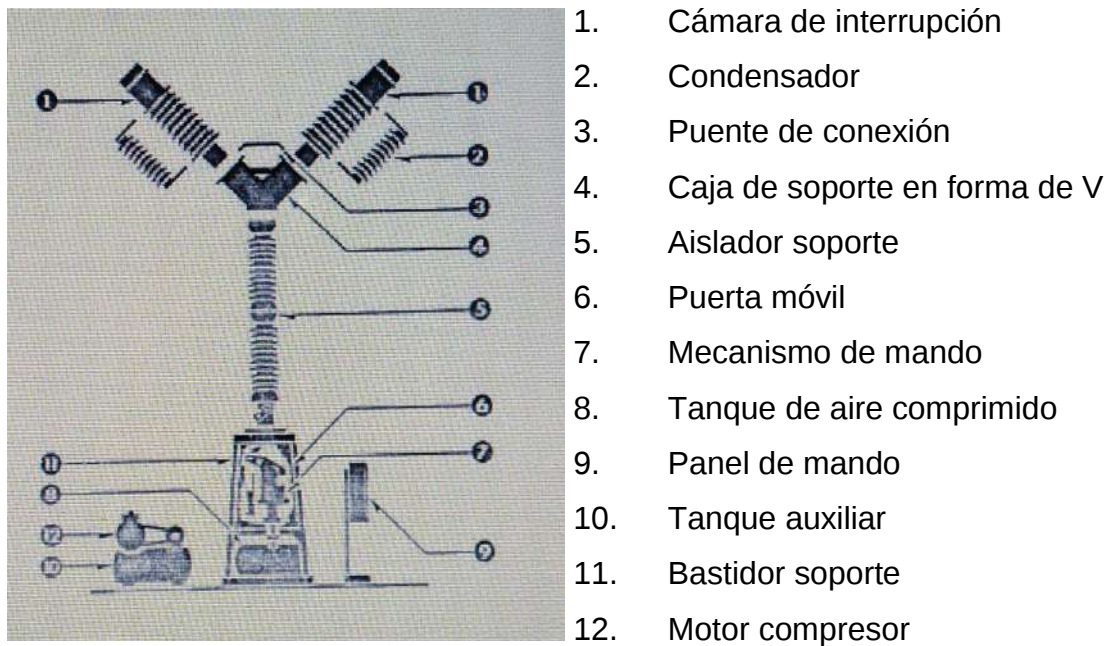
Fuente: Manual VATECH (Transmisión y Distribución).



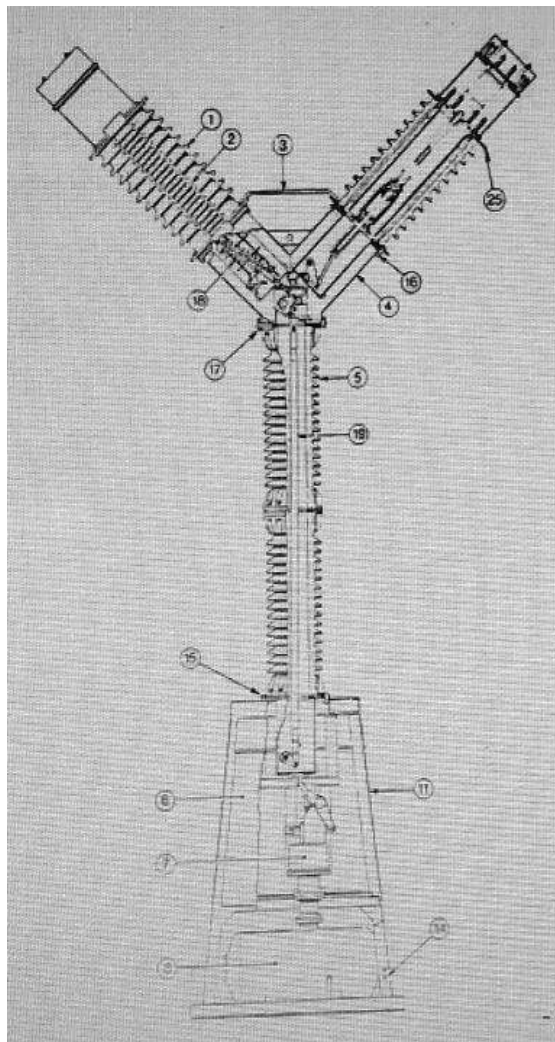
1. Terminal HV
 2. Contacto de arco fijo
 3. Boquilla
 4. Contacto principal en movimiento
 5. Aislante de porcelana superior
 6. Varilla aislante
 7. Grupo de apertura de la válvula
 8. Grupo de válvula de cierre
 9. Contactos auxiliares
 10. Compresor
 11. Válvula de llenado de gas
 12. Conector eléctrico Plug-in
 13. Interruptor de densidad
 14. Dispositivo de palanca de resorte
 15. Pistón doble efecto
 16. Filtro
 17. Aislador de porcelana inferior
 18. Contacto de arco móvil
 19. Contacto principal fijo
 20. Tamices moleculares
 21. Bobinas
- A. Volumen de alta presión
B. Volumen de baja presión

Figura 30: Partes principales de un Interruptor de potencia del Tipo SB6 245 Mando Neumático a gas SF6.

*Fuente: Manual VATECH
(Transmisión y Distribución).*

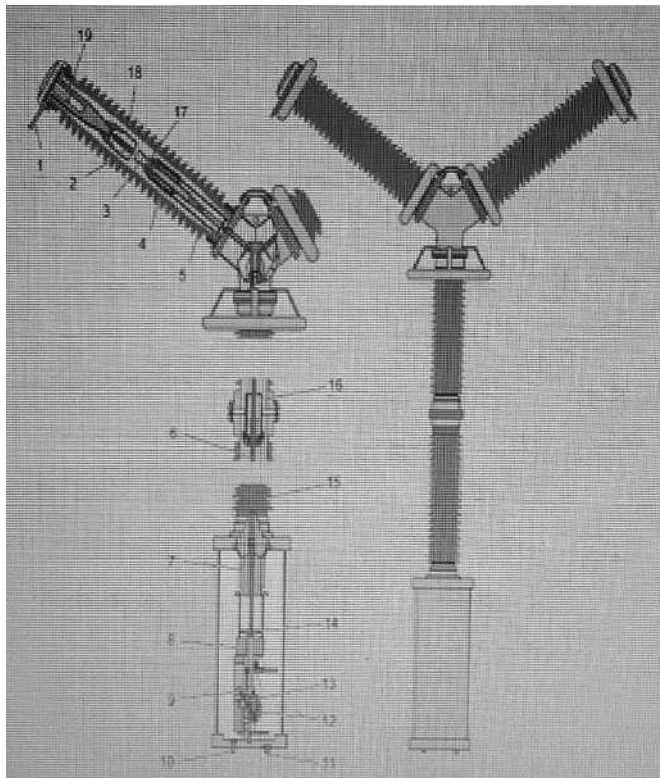


*Figura 31: Partes principales de un
Interruptor de potencia del MAGRINI
GALILEO Tipo 245 MHM E - 2V
Mando Neumático a aire.
Fuente: Manual isa-REP.*



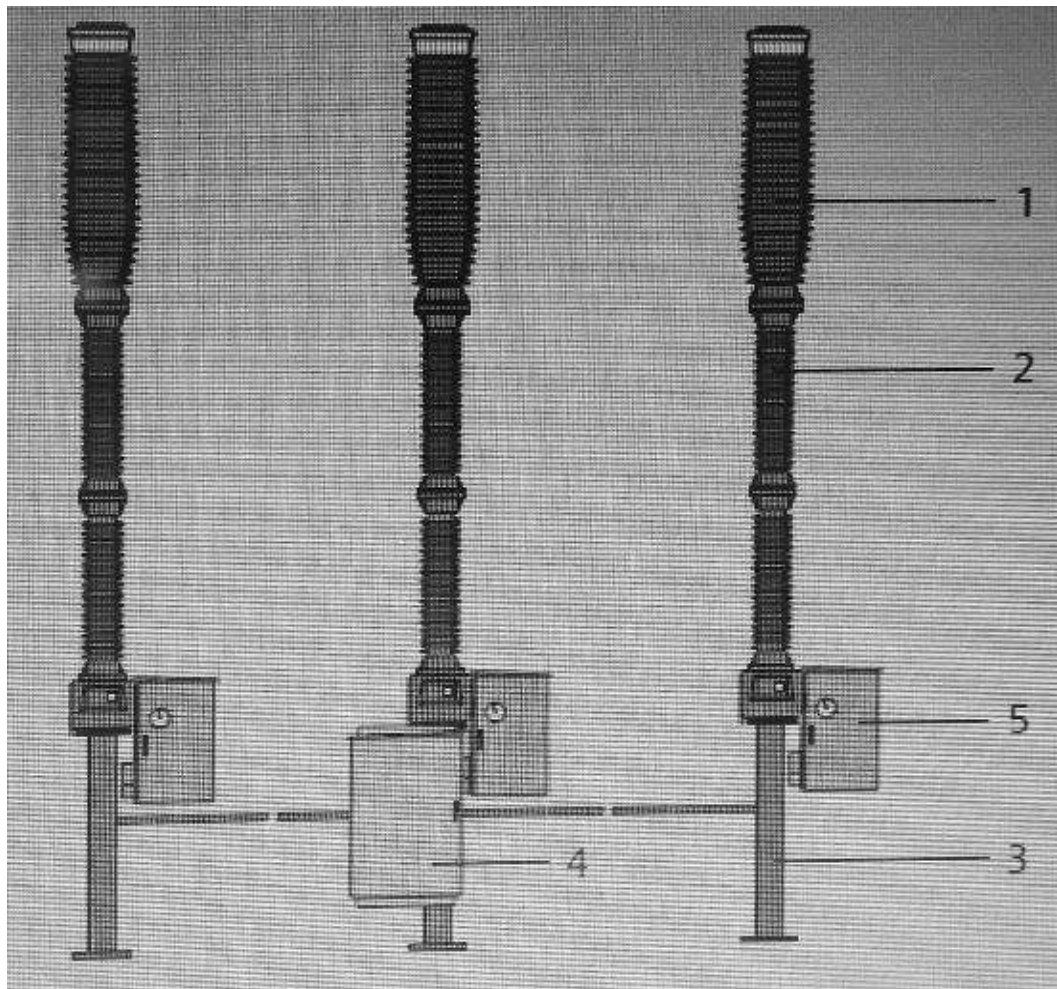
1. Elemento de interrupción
2. Condensador de repartición
3. Puente para conexión
4. Caja soporte en forma de "V"
5. Columna aislador soporte
6. Puerta móvil
7. Mecanismo de mando
8. Tanque de aire comprimido
11. Bastidores soporte
14. Agujeros para P.T. de bastidores
15. Tornillos, tuercas y planchitas para fijación de columnas
16. Tornillos, tuercas y arandelas para fijación de elementos de interrupción
17. Tornillos, tuercas y arandelas para fijación de soportes "V"
18. Muelle de cierre
19. Biela aislante
25. Placa terminal para conexión

Figura 32: Partes principales de un Interruptor de potencia MAGRINI GALILEO Tipo 245 MHM E - 2V Mando Neumático a aire. Fuente: Manual isa-REP.



*Figura 33: Partes principales de un Interruptor de potencia del Tipo SB6 245-2Y Mando Neumático a gas SF6.
Fuente: Manual isa-REP.*

1. Plato terminal HV
2. Contacto de arco fijo
3. Boquilla
4. Contacto principal en movimiento
5. Aislante de porcelana superior
6. Varilla aislante
7. Grupo de válvula de apertura
8. Grupo de válvula de cierre
9. Contactos auxiliares
10. Válvula de llenado de gas SF6
11. Plug-in conector auxiliar
12. Compresor
13. Dispositivo palanca del resorte
14. Pistón de doble efecto
15. Aislador de porcelana inferior
16. Filtro de gas
17. Contacto de arco móvil
18. Contacto principal fijo
19. Tamiz molecular



*Figura 34: Partes principales de un Interruptor de potencia del Tipo 3AP1
FI Mando Mecánico a resorte.*

Fuente: Manual isa-REP.

1. Unidad de interrupción
2. Poste aislante
3. Pilar
4. Gabinete de control
5. Cubículo del mecanismo de operación

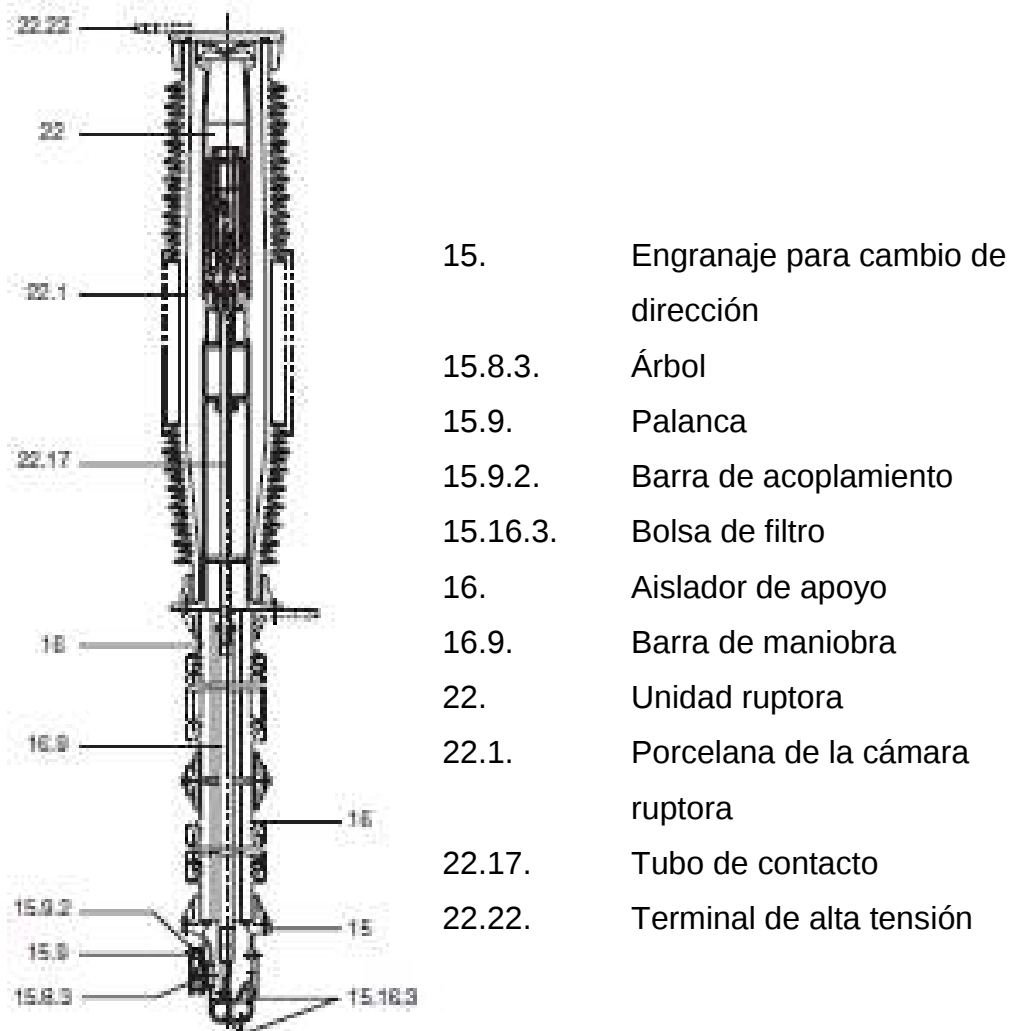


Figura 35: Sección de la columna polar de un Interruptor de potencia del Tipo 3AP1 FI Mando Mecánico a resorte.

Fuente: Manual isa-REP.

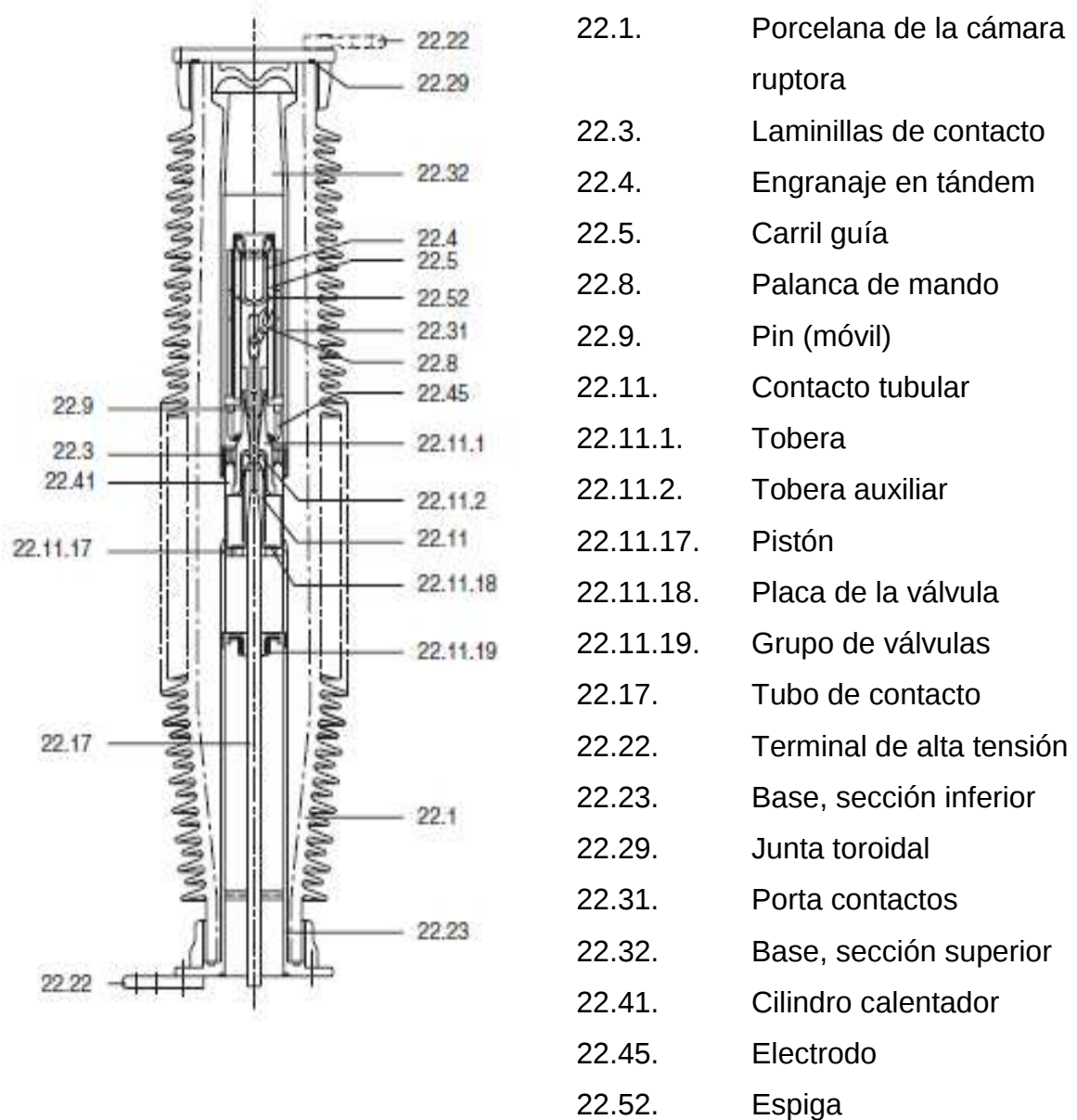


Figura 36: Unidad de ruptura de un Interruptor de potencia del Tipo 3AP1 FI Mando Mecánico a resorte.

Fuente: Manual isa-REP.

18.4. Resorte de cierre

18.4.1. Disco del resorte

18.6. Disco de leva

18.7. Biela

18.7.1. Rodillo

18.8. Disparador de
apertura

18.9. Trinquete de
apertura

18.9.1. Trinquete de apoyo

18.9.2. Palanca de apoyo

18.10. Biela de conexión
(para resorte de cierre)

18.11. Resorte de apertura

18.14. Eje tensor

18.15. Amortiguador para
apertura

18.16. Disparador de cierre

18.17. Trinquete de cierre

18.17.1. Palanca de apoyo

18.19. Leva

18.22. Eje de conmutación

18.23. Rodillo de apoyo

18.24. Palanca de maniobra

18.27. Biela de conexión (para resorte de apertura)

18.27.1. Barra de accionamiento

18.31. Bloqueo mecánico de cierre

18.41. Amortiguador para CIERRE

18.41.1. Rodillo

22. Unidad ruptora

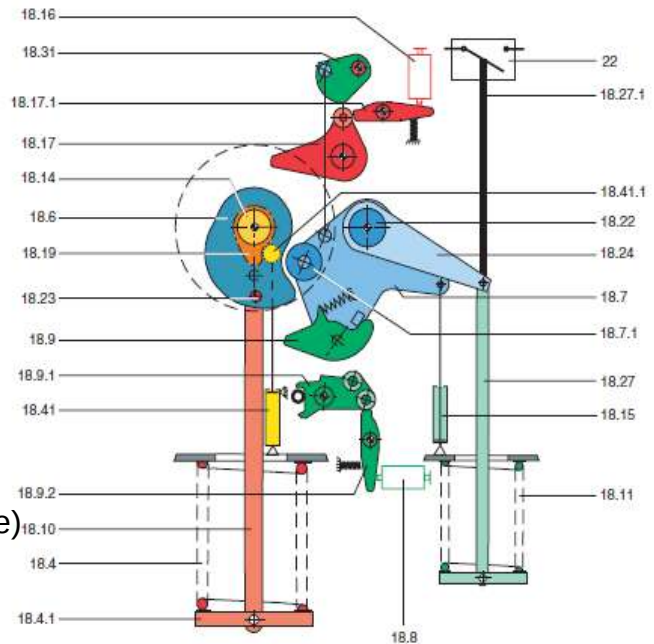


Figura 37: Diagrama funcional del enganche de cierre y apertura de un Interruptor de potencia del Tipo 3AP1 FI Mando Mecánico a resorte.

Fuente: Manual isa-REP.

6.1.6. Funciones de los interruptores de potencia

De acuerdo con las Normas IEC 62271-100, IEC 60694 e IEC 56 los interruptores de potencia deben diseñarse para realizar las siguientes funciones:

1. Conectar circuitos eléctricos de potencia bajo condiciones normales o de falla.
2. Cerrar el circuito eléctrico de potencia en forma eléctrica remota, local o en forma mecánica manual.
3. Desconectar circuitos eléctricos de potencia bajo condiciones normales o de falla.
4. Abrir el circuito eléctrico de potencia en forma eléctrica remota, local o en forma mecánica manual.
5. Despejar corrientes de cortocircuitos o de fallas de forma automática.
6. Extinguir el arco eléctrico a presión mediante autosoplado, utilizando la propia energía del arco para generar la presión necesaria en el gas que lo extingue.
7. Efectuar reenganches rápidos tripolares a través de equipos de reenganche externos al control propio del interruptor cuando el sistema así lo requiera (para LT's).
8. Almacenar la energía que permita efectuar un ciclo O – CO, sin que sea necesaria energía externa.
9. Mantener y no variar de posición abierto y cerrado por efecto de la gravedad, presión del viento, vibraciones, choques de importancia o esfuerzos accidentales sobre varillas de accionamiento del mecanismo de maniobra y que permitan su enclavamiento, tanto en la posición de abierto como en la de cerrado, de forma que sean imposibles maniobras no autorizadas.
10. Garantizar una buena circulación de aire para evitar humedad por condensación en el gabinete de control.
11. Amortiguar el golpe y para evitar rebote o vibración cuando lleguen a su posición final de cierre o de apertura.

12. Enviar una señal de alarma en caso de operación o falla del equipo.
13. Indicar en la posición en que se encuentra cada polo del interruptor.
14. Soportar los efectos térmicos y electrodinámicos, todos los elementos sometidos al paso de la corriente de cortocircuitos.
15. Impedir la repetición de la maniobra de cierre en el caso de una orden de falla mantenida.
16. Ordenar apertura automática del interruptor en el caso de que alguna fase no complete la operación de cierre y apertura (discordancia de polos).
17. Restablecer el poder nominal de cierre en cortocircuito, y abrir inmediatamente después de esta maniobra de cierre.
18. Cerrar sin carga, sin sufrir un deterioro mecánico anormal después de una apertura automática a consecuencia de una corriente de cortocircuito.
19. Realizar carga de resorte por medio de motor eléctrico de corriente continua de 110 V o también de forma manual.
20. Garantizar el valor de las pérdidas de SF₆ estimadas por año y su tolerancia máxima o en todo caso que las pérdidas sean inferiores al 1% anual, debiendo instalarse los sistemas de supervisión adecuados para comprobar de forma continua la presión del sistema.
21. Alarmar si la presión del SF₆ desciende a un valor intermedio entre el normal y el mínimo necesario para realizar una maniobra segura.
22. Bloquear las maniobras sobre el equipo si la presión sigue descendiendo hasta el valor mínimo necesario para realizar una apertura, se dará una señal doble a través de dos contactos cerrados e independientes.

El no cumplimiento de estas funciones se consideran fallas funcionales o modos de fallas del equipo, las cuales se tomarán en el análisis de criticidad.

6.1.7. Diagnóstico general de criticidad

Los interruptores de potencia son diferentes a la mayoría de los componentes de las subestaciones ya que ellos pueden desarrollar muchas clases de fallas que deben ser consideradas en las evaluaciones y análisis.

En este proyecto se evaluaron todos los interruptores de potencia de 220 kV de las diferentes posiciones de la ES-COV los cuales se presentan en la Tabla 3.

Interruptores de Potencia de la ES-COV		
Nomenclatura	Marca	Posición
83	MAGRINI GALILEO	LT-ACY-COV-2
84		LT-ACY-COV-1
74		LT-K30-JLM-COV
78		REACTOR
75	MAGRINI GALILEO	TR-Nº1
76		LT-K30-CZU-COV
77		LT-PIR
79		LT-CYO
71	NUOVA MAGRINI GALILEO	LT-ELA-CAP-SLO
82	ABB	LT-K30-CDO-COV
73	AEG T&D	TR-Nº2
86	SIEMENS	LT-GUA
87		LT-PPE
95		ACOPLAMIENTO

Tabla 3: Interruptores de potencia de la ES-COV.

Fuente: ES-COV-(ANDE).

Uno de los objetivos del interruptor de potencia, consiste en proteger los equipos costosos de una subestación eléctrica de una falla producida en el sistema que pueden ser interna o externa de una subestación eléctrica hasta tal punto que no afecte el funcionamiento y no se produzcan daños relativamente importantes, ni tampoco ponga en peligro seres humanos o animales.

Este proyecto tiene como objetivo la caracterización de la criticidad de los interruptores de potencia de la ES-COV, para dicho efecto se tomaron las fallas funcionales o modos de fallas de cada interruptor, los cuales corresponde a la falta de lo establecido en la sección 6.1.6.

6.1.8. Procedimiento utilizado para el análisis de criticidad

Los estándares NORSOK han sido desarrollados por la industria petrolera de Noruega con el fin de garantizar una seguridad industrial adecuada, un valor agregado y una rentabilidad para los desarrollos y operaciones de esta industria. Generalmente se basan en los estándares internacionales reconocidos, agregando las disposiciones que se consideran necesarias para suplir el amplio rango de necesidades de la industria petrolera de Noruega.

La norma Norsok Z-013 propone un Análisis de Criticidad Cualitativo cuando no se dispone de información específica acerca de la configuración de las partes o las tasas de fallas y propone un método de Análisis de Criticidad Cuantitativo cuando se dispone de dicha información [4].

La clasificación de criticidad está dada de acuerdo con el grado de severidad.

Alta Criticidad: Fallas que pueden causar lesiones severas al personal, daños mayores propiamente dichos, o que induzcan daños al sistema que signifiquen la pérdida de la misión.

Mediana Criticidad: Fallas que pueden causar lesiones menores, daños menores propiamente dichos, o que induzcan daños menores al sistema que provoquen retrasos, pérdida de disponibilidad o degradación de la misión.

Baja Criticidad: Fallas que no causan lesiones al personal, ni daños al sistema. Aunque puedan generar actividades de mantenimiento no programado o reparaciones.

La criticidad se expresa en forma matemática de la siguiente forma:

$$\textbf{Criticidad} = \textbf{Frecuencia de Fallas} \times \textbf{Consecuencia} \quad (2)$$

Donde la frecuencia se asocia al número de fallas, eventos o averías que tenga el elemento o el sistema que se encuentre en el proceso de análisis, y la consecuencia se asocia al impacto y a la flexibilidad operacional, a los costos de reparación y a los impactos que tenga en la seguridad y el medio ambiente.

Para el análisis de criticidad de los interruptores de potencia de la ES-COV se tomó como modelo el estudio [5], donde se plantea los siguientes factores a tener en cuenta: frecuencia de fallos, transferencia de potencia por medio del interruptor, el impacto a la transmisión de energía cuando ocurre la falla, el

tiempo promedio para reparar, el costo de reparación, e impacto en la seguridad personal y ambiental.

Para la articulación de los criterios a mencionar se usó el tipo de modelo semicuantitativo, o sea, estructuras de criticidad llamadas metodología de los puntos, siendo la base fundamental de este enfoque el establecimiento de un sistema de puntos para valorar la criticidad [6].

Cada indicador se pondera de acuerdo con una escala de evaluación establecida y finalmente se obtiene como resultado un listado de calificación de criticidad para cada sistema evaluado.

De acuerdo con los criterios antes expuestos, se detallan los indicadores con sus respectivas puntuaciones a tener en cuenta para el análisis de la criticidad en interruptores de potencia de la ES-COV como se muestra a continuación:

La Frecuencia de Fallas (FF) de un interruptor es la cantidad de fallas del mismo en un período de un año.

$$FF = \frac{N}{T} \quad (3)$$

Donde:

FF: Frecuencia de Fallas (fallos/año)

N: Número total de fallos del interruptor en el período de estudio

T: Período de estudio en años

La Transferencia de potencia por el interruptor (TPI), es el impacto que puede ocasionar un fallo del interruptor en la transmisión de energía. Representa la potencia dejada de suministrar a los consumidores por concepto de falla o por mantenimiento del interruptor. Por tanto, este indicador se puede relacionar con la potencia interrumpida que circula por el mismo.

El Impacto en la transmisión de energía (ITE), es cuando se tiene en cuenta la transferencia de flujo de carga mediante los interruptores de acuerdo con su ubicación en la subestación, y está en función de la redistribución necesaria al desconectar una línea determinada, por lo que diferentes cargas pueden quedar sin servicio, provocando pérdidas económicas por desconexiones no planificadas [7].

El Tiempo Promedio para Reparar (TPPR), es la medida de la distribución del tiempo de reparación de un equipo o sistema. Este indicador mide la efectividad para restituir el interruptor a sus condiciones normales de operación una vez que salió de servicio por falla, dentro de un período determinado [8]. El TPPR se calcula como se expresa en:

$$TPPR = \frac{\text{Tiempo total de inactividad}}{\text{Número de fallas}} \quad (4)$$

El Costo del Mantenimiento (CM), parcial de los interruptores de potencia varía principalmente con el tiempo en que se realice el mantenimiento en la subestación y por el uso de materiales específicos de acuerdo con el tipo de subestación y su ubicación [9].

El Impacto en la Seguridad Personal (IS), considera la posibilidad de la ocurrencia de eventos no deseados que ocasionen daños al personal al ocurrir un fallo, por ejemplo, en el caso de la explosión de un interruptor que afecte al personal de operación o de mantenimiento [10].

El Impacto Ambiental (IA), considera la posibilidad de ocurrencia de eventos no deseados con daños al medio ambiente como consecuencia de la ocurrencia de una falla. En este artículo se toma como referencia un estudio de impacto ambiental elaborado para Electricidad de Guayaquil [11].

La ecuación de criticidad de interruptores quedaría de la siguiente forma:

$$Criticidad = FF * [(ITE * TPI * TPPR) + CM + IS + IA] \quad (5)$$

6.1.9. Determinación de la criticidad de los interruptores de la ES-COV

Como primera actividad se realizó el relevamiento de datos históricos de las fallas de los interruptores de potencia en estudio, en un lapso de cuatro años (2014-2017), obtenidos del registro de los Libros de Novedades de Operación de la ES-COV como se muestra en la Tabla 18.

La Estación cuenta con catorce interruptores en 220 kV que se distribuyen en las diferentes posiciones como se muestra en la Tabla 3, que aporta la suficiente información para comprender el análisis y procedimientos realizados.

6.1.9.1. Frecuencia de fallos (FF)

Se analizaron y procesaron los datos de fallas de la Tabla 18-(ver Apéndice A.2) agrupadas durante un periodo de cuatro años, se calcularon las frecuencias de fallas mediante la expresión (3), cuyos resultados se observan en la Tabla 19-(ver Apéndice A.2), luego por medio de una herramienta estadística se agruparon los datos en una tabla de frecuencias Tabla 20-(ver Apéndice A.2), se procesaron estos datos y se agruparon en intervalos para proveer de puntuaciones como se ve en la Tabla 4, de esta manera se puede evaluar a cada interruptor de acuerdo a su frecuencia de fallas.

Frecuencia de fallas	Puntuación
Entre 0 y 2,9 fallas/año	1
Entre 2,9 y 5,81 fallas/año	3
Entre 5,81 y 8 fallas/año	4
Mayor que 8 fallas/año	6

Tabla 4: Intervalos para evaluar la frecuencia de fallos de interruptores.

Fuente: [Propia].

El peso de las puntuación para cada uno de los niveles o intervalos, fueron referenciados del artículo de PDVSA [12].

6.1.9.2. Transferencia de potencia por el interruptor (TPI)

Para la obtención de los datos de transferencia de potencia por el interruptor se recopilaron los datos de las planillas de anotaciones diarias durante los años 2016 y 2017, mediante la cual se realizó un cálculo promedio de la potencia suministrada por cada interruptor que se observa en la Tabla 21-(ver Apéndice A.3), procesando los datos mediante una tabla de frecuencias para establecer los intervalos para las puntuaciones como se muestra en la Tabla 22-(ver Apéndice A.1).

Finalmente se puede observar las puntuaciones de esta sección en la Tabla 5.

Transferencia de potencia por medio del interruptor (TPI)	Puntuación
Entre 0 y 64 MW	1
Entre 64 y 128 MW	3
Entre 128 y 160 MW	4
Mayor que 160 MW	6

Tabla 5: Intervalos para evaluar la transferencia de potencia por medio del interruptor.

Fuente: [Propia]

El peso de las puntuación para cada uno de los niveles o intervalos, fueron referenciados del artículo de PDVSA [12].

La Transferencia de Potencia (TPI) de cada interruptor sufre variaciones durante el transcurso del día, dependiendo del clima y del horario puede aumentar o disminuir, esto se debe a que la carga predominante sistema son las residencias y no las industrias. En el horario punta de carga se registra el pico de consumo más elevado y según el Pliego de Tarifas N° 21 de la ANDE el horario de punta de carga está comprendido entre:

- 18 y 22 horas en verano.
- 17 y 21 horas en invierno

6.1.9.3. Impacto en la transmisión de energía (ITE)

Para la asignación de valores para el impacto en la transmisión de energía, se consideró el % de afectación que produce la falla a la entrega de energía.

Se establecieron sistemas de puntuaciones de acuerdo al estudio realizado en [5], además se tuvo en cuenta para la evaluación los efectos e incidencias que produce la falla del interruptor al sistema y como afecta en forma directa al usuario. El valor del indicador referido a este criterio se muestra en la Tabla 6.

Impacto a la transmisión de energía (ITE)	Puntuación
No produce impacto	0,06
25% de impacto	0,25
50% de impacto	0,5
75% de impacto	0,75
Impacto completo	1

Tabla 6: Intervalos para evaluar el impacto en la transmisión de energía.

Fuente: [5].

Se analizaron la cantidad de usuarios afectados y el impacto que causaría al sistema la falla de cada uno de estos interruptores, también se tuvo en cuenta la posibilidad de anillar de otras fuentes, estaciones o subestaciones lo más rápido posible para que el efecto o consecuencias sean mínimos. Un ejemplo de esto es el interruptor 87 que alimenta una línea radial que termina en la ES-PPE y una falla sobre éste causaría un impacto pleno ya que no existe la posibilidad de anillar de otros lugares para satisfacer a todos los usuarios afectados. Otro interruptor sensible sería el 71 que alimenta una línea que une directamente la ES-COV con la ES-SLO pero que tiene dos estaciones colgadas por el trayecto que son la ES-ELA y la ES-CAP y una falla causaría un impacto importante al sistema.

6.1.9.4. Tiempo promedio para reparar (TPPR)

Para determinar el TPPR se consultaron a especialistas y técnicos de mantenimiento acerca del tiempo de duración de las reparaciones de acuerdo al tipo de fallo y equipo, también se realizó una revisión de los datos históricos de las Autorizaciones de Trabajo (AT's) de los mantenimientos ejecutados, reclamos realizados de carácter urgente y de las anotaciones del Libro de Novedades, estos datos se compararon y se obtuvo el tiempo promedio en horas que los interruptores permanecieron con fallas, se aplicó la expresión (4) y se obtuvo los resultados que se observa en la Tabla 23-(ver Apéndice A.4). Con esta información se realizó una tabla de frecuencias que se muestra en la Tabla 24-(ver Apéndice A.1).

Ajustando los rangos y límites en función a la frecuencia relativa se establecen los intervalos mostrados en la Tabla 7.

Tiempo medio para reparar (TPPR)	Puntuación
Entre 0 y 5,57 horas/año	1
Entre 5,57 y 14,14 horas/año	2
Entre 14,14 y 38,57 horas/año	4
Mayor que 38,57 horas/año	6

Tabla 7: Intervalos para evaluar el TPPR.

Fuente: [Propia].

El peso de las puntuación para cada uno de los niveles o intervalos, fueron referenciados del artículo de PDVSA [12].

Se tiene que mencionar que éstos tiempos pueden sufrir variaciones puesto que dependen de la disponibilidad del personal de mantenimiento y de repuestos necesarios para solucionar el problema.

6.1.9.5. Costo del mantenimiento (CM)

Los niveles de los costos de reparación se definieron considerando el tipo de avería, en dependencia de si se tratase de partes principales o auxiliares, de los costos de las piezas de repuesto, del tipo de interruptor, la disponibilidad de los repuestos y materiales utilizados para cada uno, además de la mano de obra especializada para su realización (según registros del departamento de mantenimientos de la ANDE, GT/MET), así también se tuvo en cuenta la importancia y la preponderancia de cada interruptor en cuanto a mantenimientos se refiere, por ejemplo, el interruptor del tipo SB6 245 requiere poco mantenimiento (solo mediciones de rutina), pues el mismo se cambia directamente en caso de fallas o averías graves, sin embargo el interruptor MAGRINI GALILEO del tipo 245MHM E-2V posee más componentes para su funcionamiento y por la antigüedad que tienen se hace más complicada conseguir repuestos por lo que el costo de las actividades y de materiales también deben aumentar, de esta manera cada interruptor es un caso

independiente. Los intervalos con los puntajes correspondientes para la evaluación se muestran en la Tabla 8.

Costo del mantenimiento (CM)	Puntuación
Menos de 2.000.000 (Gs)	1
Entre 2.000.000 y 4.000.000 (Gs)	5
Entre 4.000.000 y 6.000.000 (Gs)	10
Mayor a 6.000.000 (Gs)	25

Tabla 8: Intervalos para evaluar el costo del mantenimiento.

Fuente: [Propia].

El peso de las puntuación para cada uno de los niveles o intervalos, fueron referenciados del artículo de PDVSA [12].

6.1.9.6. Impacto en la seguridad personal (IS)

Para la evaluación de esta sección se consultó los aspectos de seguridad industrial y salud ocupacional a tener en cuenta en el mantenimiento de subestaciones eléctricas citadas en [13], y además del riesgo de accidentes al personal que puede producir la falla o el mal funcionamiento de los interruptores. Se tuvo en cuenta el Estudio de Impacto Ambiental Preliminar de la ES-COV del año 2014, donde se establecen las pautas y protocolos a tener en cuenta para la manipulación de los equipos que contengan sustancias tóxicas dentro del predio de la estación. Igualmente, se evaluó el tipo y la ubicación de los equipos, y su influencia en la probabilidad de accidentes durante los trabajos de mantenimiento en subestaciones eléctricas.

Según lo indicado en el Estudio de Impacto Ambiental Preliminar de la ES-COV del año 2014, se realizaron mediciones de campos magnéticos y eléctricos arrojando los resultados que se muestra a continuación:

Mediciones campos magnéticos

Patio de maniobras: 121.10 mG (< 5.000 mG).
Sala de mando: 13.41 mG (< 5.000 mG).
Límites de la estación: 51.70 mG (< 1.000 mG).

Mediciones campos eléctricos

Patio de maniobras: 5,2 kV/m (< 10 kV/m).

Límites de la estación: 1,80 kV/m (< 5 kV/m).

Todas las mediciones se encuentran por debajo de los mínimos requeridos.

En el informe de la Organización Mundial de la Salud (OMS) en su nota descriptiva N° 322 de junio del 2007, señala que la exposición a niveles elevados a estos campos podría estimular los nervios y músculos o afectar a otros procesos biológicos del cuerpo humano.

Los valores indicados en la Tabla 9, referido al impacto en la seguridad personal, se establecen de acuerdo al estudio reportado en [10], donde incluye 16 aspectos de seguridad y salud en el trabajo para el área de interruptores de potencia que se ponderaron en tres grupos.

Impacto en la seguridad personal (IS)	Puntuación
No tiene impacto en la seguridad	0
Seguridad en instalaciones	16
Seguridad en maquinas y equipos	12
Organización para la seguridad y salud laborales	4
Total	32

Tabla 9: Intervalos para evaluar el impacto en la seguridad personal.

Fuente: [5].

6.1.9.7. Impacto ambiental (IA)

Según el Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes (España) en su informe publicado en el año 2017, señala que el gas SF₆ (Hexafluoruro de azufre), es un agente intensificador del efecto invernadero, teniendo un potencial del calentamiento global y un tiempo de vida muy elevado en la atmosfera.

El Protocolo de Kioto (2005-2012), es el primer tratado que establece objetivos obligatorios de emisiones de gases de efecto invernadero, que son la causa principal del calentamiento global y entre los seis gases que se regulan en el Protocolo se encuentra el Hexafluoruro de Azufre SF₆.

Igualmente, el Estudio de Impacto Ambiental Preliminar de la ES-COV, menciona que el impacto negativo más significativo asociado a estos equipos electromecánicos está dado por la posibilidad de contaminación del suelo, debido a eventuales derrames de aceites y/o productos químicos.

Los aspectos valorados del impacto ambiental y su escala se establecieron de acuerdo con [11] y se muestran en la Tabla 10.

Impacto ambiental (IA)	Puntuación
Sí	30
No	0

Tabla 10: Intervalos para evaluar el Impacto Ambiental.

Fuente: [5].

6.1.9.8. Valoración de la criticidad de los interruptores de ES-COV

A partir de los criterios y valores adoptados, se realizó un análisis global para establecer las puntuaciones y utilizando la expresión (5), obtener la criticidad de los interruptores de potencia de la ES-COV como se observa en la Tabla 11.

En la sección A.1.3 de la norma Norsok z-013 se puede apreciar una matriz de riesgo Tabla 25-(ver Apéndice A.5.1), que a su vez puede utilizarse para estudios cualitativos y cuantitativos.

La matriz se divide en tres regiones de la siguiente manera:

- Región aceptable.
- Región medianamente aceptable.
- Región inaceptable.

En la región medianamente aceptable es donde se deben llevar a cabo evaluaciones para determinar las acciones a tomar de acuerdo a los estudios realizados.

Para éste estudio en particular y utilizando los mismos criterios que establece la norma se creó una matriz de criticidad que se observa en la Tabla 26-Apéndice A.5.

Interruptor Nomenclatura	FF	TPI	ITE	TPPR	CM	IS	IA	Criticidad
83	1	4	0,25	1	1	20	30	52
84	1	4	0,25	1	1	20	30	52
74	1	3	0,25	1	1	20	30	51,75
78	1	1	0,06	4	1	20	30	51,24
75	4	1	0,5	1	10	32	30	290
76	1	3	0,25	2	10	20	30	61,5
77	1	4	0,5	2	10	20	30	64
79	3	1	0,06	1	10	20	30	180,18
71	1	4	1	2	5	32	30	75
82	1	3	0,25	1	5	20	30	55,75
73	1	1	0,75	4	10	32	30	75
86	1	4	0,5	2	5	20	30	59
87	1	3	1	1	5	32	30	70
95	1	4	1	4	10	32	30	88

Tabla 11: Evaluación de la guía de criticidad en los interruptores de la ES-COV.

Fuente: [Propia].

Como resultado tenemos la Tabla 12, donde se observa la matriz de criticidad en que se contrasta la frecuencia de fallas con las consecuencias, en el mismo se puede apreciar una distribución concentrada en la zona no crítica sin embargo existe un interruptor ubicado en la zona crítica de la matriz, específicamente el interruptor 75.

Consecuencias	Mayor que 90				
	72 a 90	71-73-95		75	
	67 a 71	87			
	0 a 66	83-84-74-78-76-77-82-86	79		
		0 - 1,1	1,1 - 2,2	2,2 - 2,75	Mayor que 2,75
Frecuencia de Fallas					

Tabla 12: Zonas de criticidad de los interruptores de la ES-COV.

Fuente: [Propia].

En la Figura 54-(ver Apéndice A.5), podemos observar el resultado de las puntuaciones a los interruptores de acuerdo a los criterios utilizados.

6.2. Evaluación de resultados y toma de decisiones

Habiendo identificado al interruptor con mayor nivel de criticidad de la ES-COV que en este caso corresponde al 75 de la posición TR-01 220/66 kV, consecuentemente se debe buscar estrategias para que éste pueda mejorar su confiabilidad.

Mediante la implementación de un manual de mantenimiento dirigido especialmente al equipo, se pretende realizar un seguimiento continuo con el fin de mejorar su confiabilidad operacional y a la vez brindar una herramienta que facilite los trabajos al personal de la empresa.

Para dicho desarrollo se procede primeramente a establecer las condiciones que lo justifican y las cuales se aplicará en dicho manual.

Primeramente se realiza una recopilación de datos actuales de los trabajos de mantenimientos que se realiza a estos equipos, para ello se analizará el actual protocolo de mantenimientos de la empresa, como se puede ver a continuación.

6.2.1. Protocolo de mantenimiento actual de la empresa (ANDE)

La empresa actualmente dispone de un plan de mantenimiento sistemático/cronológico elaborado para aplicar de forma general a todos los interruptores del SIN basado en los nuevos criterios aprobados por Resolución N°: 37673.

De acuerdo a estos criterios los Departamentos de la División de Mantenimiento han decidido modificar la periodicidad del mantenimiento programados sobre estos equipos como se puede apreciar a continuación:

- Mantenimiento Preventivo de equipos electromecánicos de maniobras (Interruptores y Seccionadores): a ser realizados cada 1, 3, 5 y 10 años, según tipo.
- Prueba de Disparo y Señalización de Líneas de Transmisión: a ser ejecutado cada 2 a 3 años, la prueba abarcará una inyección básica de corrientes y tensiones y la comprobación del disparo de la protección y de la operación del interruptor correspondiente, de los circuitos de recierre, y la correcta señalización en los cuadros de alarmas y/o SCADA.

- Control Termográfico: cada 3 meses o según evaluación.
- Control de humedad de gas SF6 en interruptores: cada 3 años o de acuerdo a su evaluación.

Al respecto, es importante resaltar que el cumplimiento de los trabajos de mantenimiento ha ido en disminución atribuida a dificultades como ser el aumento de Instalaciones en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), la disminución de personal técnico por motivos de retiro y/o jubilación y la no renovación de los mismos conforme a las necesidades, trabajos realizados dentro del Operativo Plan Verano, etc.

Lo indicado en el párrafo anterior, conlleva consigo la utilización de recursos de las distintas unidades de mantenimiento de la GT/MT, razón por la cual los trabajos de mantenimiento no siempre fueron ejecutados conforme al Plan Anual de Mantenimiento (PAM).

Teniendo en cuenta la problemática mencionados anteriormente y conociendo los recursos con que cuenta actualmente la empresa, se elabora un manual de mantenimientos con el principal objetivo de orientar los trabajos sobre el equipo más crítico y que detalla los procedimientos a seguir de forma práctica, segura y sencilla, como se define a continuación.

6.2.2. Criterios de definición del manual de mantenimiento

Al llegar a este punto, ya estamos en capacidad de tomar decisiones para el buen desempeño del equipo, teniendo en cuenta la información sobre su historial y la criticidad de la misma, resguardando siempre el medio ambiente y la seguridad a los gestores que intervienen en este proceso.

Para la determinación de los tipos de mantenimientos más convenientes a aplicar, fue necesaria la búsqueda de recursos que se adapten a la configuración de la instalación, al análisis realizado y a la política de mantenimiento actual de la empresa.

En [14], el autor menciona que el estudio de criticidad es el punto de partida para definir las políticas de mantenimiento.

El mantenimiento basado en fiabilidad (RCM) mencionado en [14], ha definido un algoritmo a partir de un análisis cuantitativo y cualitativo para los

procedimientos en casos de alta criticidad. El algoritmo adaptado al presente proyecto se puede visualizar en la Figura 38.

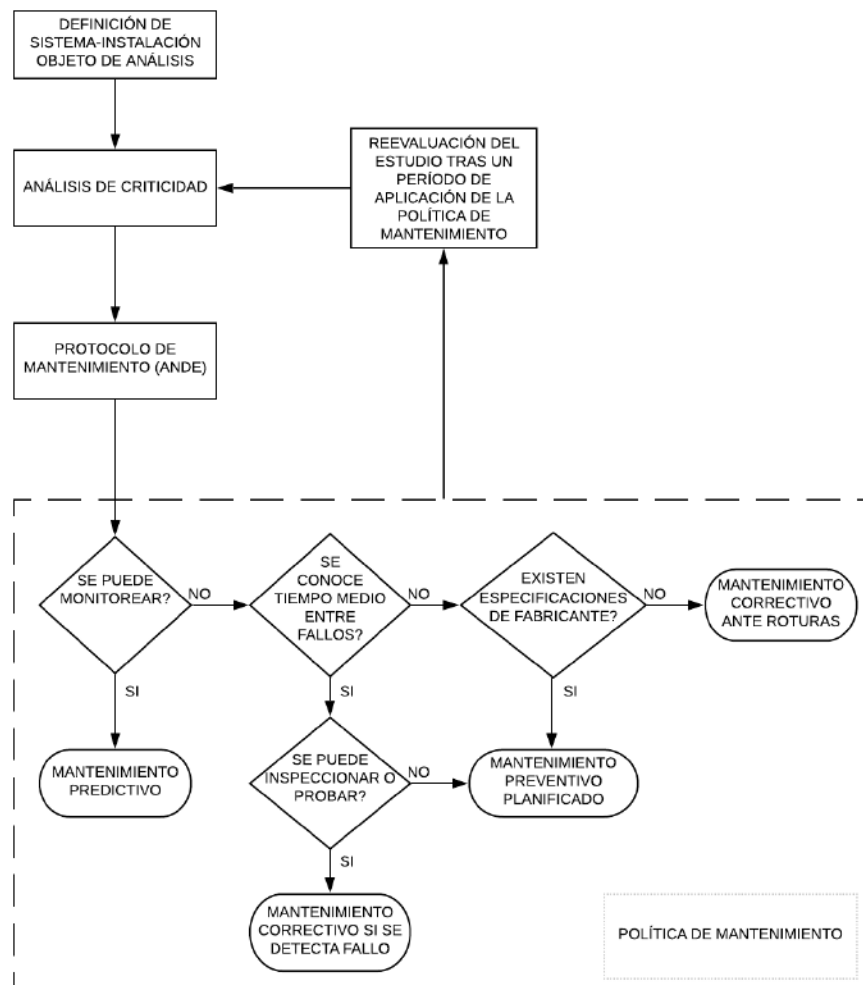


Figura 38: Algoritmo del método basado en RCM.

Fuente: [14].

Siguiendo un paso a paso desde el inicio del algoritmo, una vez determinado el sistema o la instalación, que en éste caso corresponde a los interruptores de potencia de la ES-COV, se desarrolla un análisis de criticidad en donde se define el interruptor más relevante del conjunto, sobre el mismo se evalúa el protocolo de mantenimiento de la ANDE. Con la aplicación del RCM se incorpora una política de mantenimiento originado a partir de los resultados del análisis. La política establece los criterios a considerar, primeramente se verifica si el equipo puede ser monitoreado, por un lado; en caso afirmativo se

aplica el mantenimiento predictivo, cuyo procedimiento se tendrá en cuenta en el manual.

Por otro lado, si resulta imposible el monitorio se sigue con el paso siguiente y como si se cuenta con las especificaciones del fabricante, el trazado del algoritmo conduce al mantenimiento preventivo planificado, cuyo procedimiento también se tendrá en cuenta en el desarrollado del manual.

En [14], se menciona que para equipos con categoría de alta criticidad, se priorizan tareas de monitoreo a condición (mantenimiento predictivo), además se optan por el mantenimiento programado que son las tareas de monitoreo por tiempo (mantenimiento preventivo), lo que justifica plenamente los tipos de mantenimientos que serán aplicados en el manual del presente proyecto, precisamente como se deduce dentro del algoritmo con los pasos enumerados y que corresponden al 4 y 7, como se observa en la Figura 39.

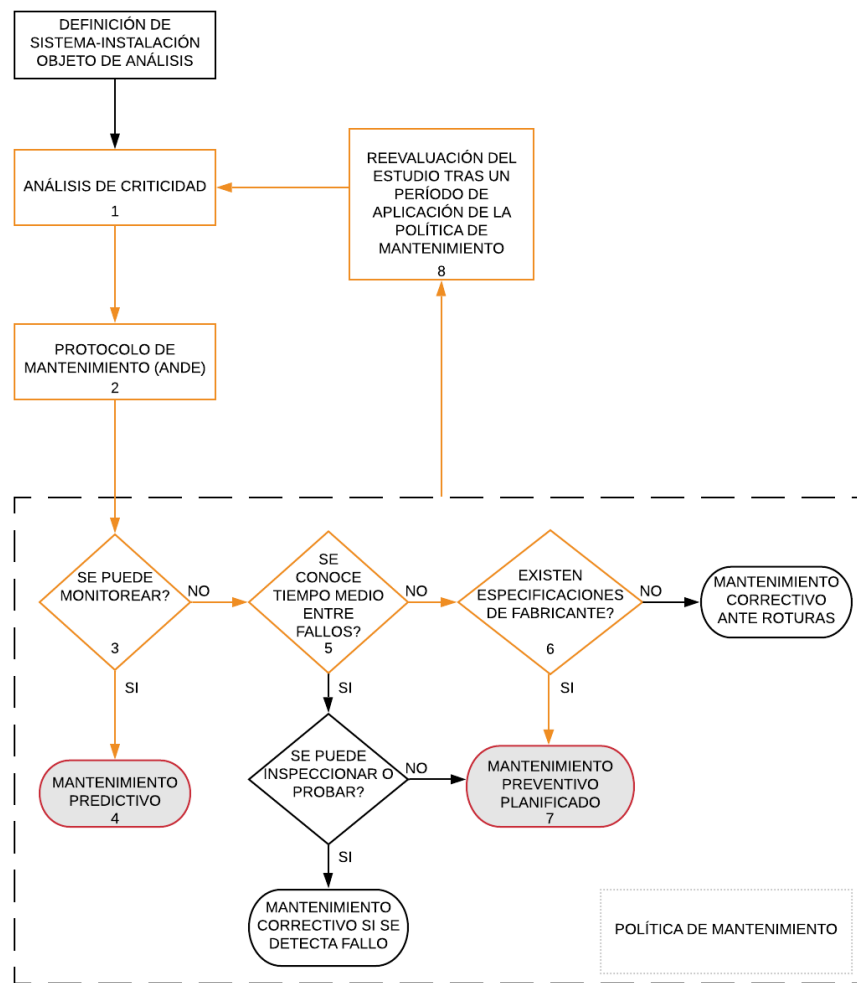


Figura 39: Elección de mantenimientos mediante algoritmo basado en RCM.

Fuente: [Propia].

Consecuentemente se observa la relación directa entre los análisis de confiabilidad y los planes o políticas de mantenimientos; y teniendo en cuenta que el análisis de criticidad representa un índice de confiabilidad, se hace necesario contar con un manual de mantenimientos.

Con base en los resultados obtenidos y teniendo los argumentos suficientes para tomar decisiones, se procede a establecer los mantenimientos que serán aplicados al equipo con alto nivel de criticidad y que serán asentados en el manual.

6.2.2.1. Mantenimiento predictivo

Para el mantenimiento predictivo, es conveniente considerar varios aspectos importantes como las inspecciones, que serán como punto de partida para un monitoreo constante del equipo, y así como se aplicará a continuación:

6.2.2.1.1. Semanal-7D

Para el monitoreo constante del equipo, se propone una inspección cada siete días o una vez por semana en estado de precaución, que consiste en la observación, verificación y anotaciones de los siguientes parámetros:

- Tomar nota de la presión del gas SF₆ de cada polo.
- Tomar nota de la presión del aire.

Recomendaciones para efectuar las inspecciones

- El personal que realice las inspecciones debe estar capacitado para realizarlas.
- Debe contar con el equipo de seguridad personal (EPP).
- Contar con equipo de comunicación.
- Estar facultado para la toma de licencias, permisos y maniobras.
- Utilizar la planilla de control de equipos semanal para las anotaciones, que se observa en Anexo B.

6.2.2.1.2. Mensual-1M

Siguiendo con el monitoreo del equipo y para un mayor control y panorama general, se implementa una inspección mensual o cada treinta días, con el propósito de programar con oportunidad la corrección de fallas potenciales, para mantener la confiabilidad, conservación y seguridad de la instalación.

Las inspecciones se realizarán en estado de precaución, consistentes en observaciones de las partes electromecánicas, parámetros operativos, estado y condiciones físicas del equipo. Además de cumplir con la inspección semanal, adicionalmente se deben de realizar las siguientes verificaciones y anotaciones mensualmente:

- Realizar una inspección visual general y controlar la limpieza de aisladores, signos de corrosión de las partes metálicas, sistema de aterramiento, daños

físicos, sedimentación y/o pérdida de aceites en los diferentes componentes del equipo.

- Tomar nota del número de maniobras que el interruptor ha efectuado.
- Tomar nota del número de funcionamiento del compresor de aire.
- Se debe de cumplir con las mismas recomendaciones propuestas para las inspecciones semanales (7D) y utilizar la planilla del Anexo B para las anotaciones correspondientes.

6.2.2.1.3. Semestral-6M

La Termografía Infrarroja juega un rol importante en las actividades del Mantenimiento predictivo. Es una técnica que produce imágenes a partir de la radiación térmica que emiten los objetos, así se puede identificar componentes eléctricos y mecánicos más calientes que su operación normal, indicando áreas de fallas inminentes o áreas con excesivo aumento de calor, que usualmente son síntomas de operaciones anormales. [15]

Por lo anteriormente indicado, se propone un control termográfico en estado de precaución, con una periodicidad de cada seis meses como lo establece en [16], para la detección, medición y corrección oportuna de los puntos calientes.

Análisis de una imagen térmica

Se puede hacer un análisis cualitativo de la imagen obtenida, o cuantitativo.

- Análisis cualitativo: la imagen térmica es analizada para poner de manifiesto anomalías de distinta magnitud, localizarlas y evaluar el nivel de gravedad. Al tomar imágenes cualitativas se debe ser consciente de la emisividad y los reflejos, pero no se necesita hacer correcciones en la cámara térmica porque no interesa medir temperaturas de forma precisa. [17]
- Análisis cuantitativo: determina la temperatura o temperaturas de las partes de la imagen térmica que se interesan para, a partir de estas, extraer las conclusiones sobre las anomalías detectadas y las soluciones a adoptar.

Las imágenes cuantitativas muestran mediciones precisas de temperatura o distribuciones de temperatura. Se debe tener en cuenta que diversos factores pueden influir en las lecturas, como ligeras variaciones causadas por cambios en la emisividad o las condiciones atmosféricas. La causa de estas variaciones

puede ser la emisividad y los reflejos, al igual que el tamaño del objeto y el fondo. Se debe tener mucho cuidado al tomar imágenes cuantitativas para garantizar que sean precisas. [17]

Para la determinación del posible malfuncionamiento siempre aplicaremos el criterio especificado por la norma NETA (International Electrical Testing Association), es decir, si la diferencia de temperatura entre componentes similares bajo cargas similares supera los 15°C, se detectará una posible futura avería. Si la comparación no fuera posible, esta norma recomienda que se determine lo mismo cuando la diferencia de temperatura de un componente y del aire supere los 40°C. En función de estas diferencias de temperaturas se clasificará la posible futura avería y se determinará la actuación a realizar y su urgencia, realizando las oportunas recomendaciones.

Esta clasificación se puede observar en la Tabla 13:

Nivel	Diferencia Temperaturas Puntos Similares $DIF_{SIM} = T_{PC} - T_{REF}$	Diferencia Temperatura Ambiente $DIF_{AMB} = T_{PC} - T_{AMB}$	Clasificación	Acción
1	$1^{\circ}\text{C} \leq DIF_{SIM} < 4^{\circ}\text{C}$	$1^{\circ}\text{C} \leq DIF_{AMB} < 11^{\circ}\text{C}$	Posible Deficiencia	Se requiere más información
2	$4^{\circ}\text{C} \leq DIF_{SIM} < 15^{\circ}\text{C}$	$11^{\circ}\text{C} \leq DIF_{AMB} < 21^{\circ}\text{C}$	Probable Deficiencia	Reparar en la próxima parada disponible
3	$15^{\circ}\text{C} \leq DIF_{SIM}$	$21^{\circ}\text{C} \leq DIF_{AMB} < 40^{\circ}\text{C}$	Deficiencia	Reparar tan pronto como sea posible
4	$15^{\circ}\text{C} \leq DIF_{SIM}$	$40^{\circ}\text{C} \leq DIF_{AMB}$	Deficiencia Mayor	Reparar inmediatamente

Tabla 13: Diferencias de temperaturas en control termográfico y la acción a realizar.

Fuente: [Norma NETA].

Donde:

T_{PC} : temperatura punto caliente.

T_{AMB} : temperatura ambiente.

T_{REF} : temperatura punto de referencia de otro componente similar bajo cargas similares.

DIF_{SIM} : diferencia temperatura punto caliente con temperatura con punto similar.

DIF_{AMB} : diferencia temperatura punto caliente con temperatura ambiente.

Cómo tomar una imagen térmica

Se deben seguir tres reglas para capturar una imagen:

- Ubicación de la imagen: si se quiere medir un objeto, se debe enfocar para que quede bien visible y en la posición que dé más información, el termógrafo debe acercarse todo lo que se pueda pero manteniendo una distancia segura.
- Enfoque: una imagen desenfocada dará medidas erróneas, por lo tanto se debe tratar de mantener la pantalla limpia.
- Ajuste del rango de temperatura: se debe fijar el rango de medida que incluya lo que se pretende medir. Si se fija un rango muy ancho, se tendrá menos precisión en la medida.

Distancia mínima para enfoque

Siempre que se pueda, se debe acercar a la menor distancia segura posible para poder llenar la imagen con el objeto que se desea medir.

Ser prudente cuando se esté próximo a equipos eléctricos y trabajar de forma segura:

- Se debe cumplir las normas y recomendaciones de seguridad para efectuar las inspecciones.
- No trabajar solo. En este proyecto se recomienda trabajar de a dos y así la tarea del acompañante sea lo siguiente:
 - Abrir y cerrar los cuadros eléctricos.
 - Tomar lecturas de carga.
 - Estar atento al que está realizando la inspección.
- Tener en cuenta que todas las tensiones son potencialmente peligrosas.
- Se debe usar equipo de protección personal apropiado.
- No invadir el espacio interior de un armario eléctrico abierto.
- Minimizar el tiempo que se pasa en zonas donde se puedan formar arcos eléctricos.

Al usar la cámara térmica se deben tomar las siguientes precauciones adicionales:

- Planificar todas las inspecciones.
- Estar siempre atento al entorno.
- Tener cuidado con los riesgos asociados al entorno (tropiezos, etc.).
- No caminar mientras se mira la imagen en la cámara.
- Usar ropa muy visible y reflectante en la parte superior del cuerpo.
- Si la situación planeada cambia, se debe detener, salir y volver a planificar.
- Cumplir con todas las prácticas de seguridad locales y de la compañía.

Condiciones para la inspección

Asegurarse de tener las mejores condiciones posibles para la inspección:

- Tener una visión directa. Se deben abrir las puertas de los armarios cuando sea posible.
- Anotar incluso pequeñas diferencias de temperatura si las condiciones sugieren que pueden ser importantes.
- Comprender las condiciones presentes y futuras de carga.
- Se debe inspeccionar con la mayor carga posible (en hora pico).
- Se debe anotar y comparar la carga

Además, se debe asegurar de:

- Entender el equipo que se está inspeccionando.
- Se deben comparar las fases o equipos similares.
- Buscar superficies de alta emisividad cerca de una fuente de calor. Tener en cuenta el sol y el viento.

Beneficios del control termográfico

- Se pueden hacer inspecciones más eficientes.
- Se puede mejorar el mantenimiento de los equipos.
- Puede aumentar la confiabilidad de los equipos.
- Puede mejorar la seguridad de los equipos.
- Ahorro de dinero.

Todos los resultados obtenidos del control se anotan en la planilla de control de mantenimiento preventivo y predictivo y en la planilla de vida de equipos, propuestos en el Anexo B.

6.2.2.1.4. Anual-1 A

En estado de reparación y cada un año se realizarán las mediciones o ensayos de rutina que por normas las recomendadas son:

Recomendaciones generales para realizar pruebas eléctricas a un interruptor de potencia

- Durante las pruebas deben tomarse todas las medidas de seguridad personal y para el equipo.
- Con base en los programas de mantenimiento, tramitar los registros y licencias correspondientes de acuerdo a las Reglas del Despacho de Carga vigente.
- Todos los trabajos de medición se realizarán en estado de reparación, por lo tanto, tener la seguridad de que el equipo a probar no esté energizado, verificando la apertura física de interruptores y/o cuchillas seccionadoras.
- El tanque o estructura del equipo a probar, debe estar aterrizado.
- Verificar que las condiciones climatológicas sean adecuadas y no afecten los resultados de las pruebas que se van a realizar.
- Aterrizarse el equipo a probar por 10 minutos aproximadamente para eliminar cargas capacitivas que puedan afectar a la prueba y por seguridad personal.
- Desconectar de la línea o barra, las terminales del equipo a probar.
- En todos los casos, ya sea equipo nuevo, reparado o en operación, las pruebas que se realicen siempre deben estar precedidas de actividades de inspección o diagnóstico.
- Preparar los recursos de prueba indispensables como son: Equipos, Herramientas, Probetas, Mesas de prueba, etc.
- Preparar el área de trabajo a lo estrictamente necesario, delimitar el área de trabajo para evitar el paso de personas ajenas a la prueba; procurando se tengan fuentes accesibles y apropiadas de energía.
- Colocar el equipo de prueba sobre bases firmes y niveladas.

- Comprobar que las terminales de prueba están en buenas condiciones y que sean las apropiadas.
- Verificar y en su caso eliminar cualquier interferencia que pudiera afectar los valores de prueba, humedad, polvo, inducción electromagnética, etc.
- No aplicar tensiones de prueba, superiores a la tensión nominal del equipo a probar.
- Anotar o capturar las lecturas de la prueba con todos aquellos datos que requiere el formato correspondiente (multiplicadores, condiciones climatológicas, etc.).
- Al terminar la prueba poner fuera de servicio el equipo de prueba y aterrizar nuevamente el equipo probado.
- Verificar antes de devolver la licencia que todas las conexiones y condiciones operativas del equipo han sido restablecidas.
- Utilizar las planillas de informe de medición a interruptores de potencia, control de mantenimiento preventivo y predictivo y la hoja de vida de equipos, propuestos en el Anexo B.

➤ **Resistencia de aislación**

Las pruebas de resistencia de aislamiento en interruptores de potencia son importantes, para conocer las condiciones de sus aislamientos.

En los interruptores SF6 se usa la porcelana normalmente como aislamiento y donde los resultados de estas pruebas no determinan el estado del gas.

Recomendaciones para realizar la prueba.

- Considerar lo establecido en las recomendaciones generales para realizar pruebas eléctricas a un interruptor de potencia, citados anteriormente y además tener en cuenta lo siguiente:
- Limpiar perfectamente la porcelana de las boquillas, quitando polvo, humedad o agentes contaminantes.
- Conecte al tanque o estructura la terminal de tierra del medidor.
- Efectuar la prueba cuando la humedad relativa sea menor de 75%.

- Evitar que los rayos solares incidan directamente en la carátula del equipo de prueba, a fin de evitar afectación de lecturas y daños al equipo de prueba.

Conexiones para realizar la prueba

En la Figura 40, se muestra la forma de conexión para la prueba de resistencia de aislamiento.

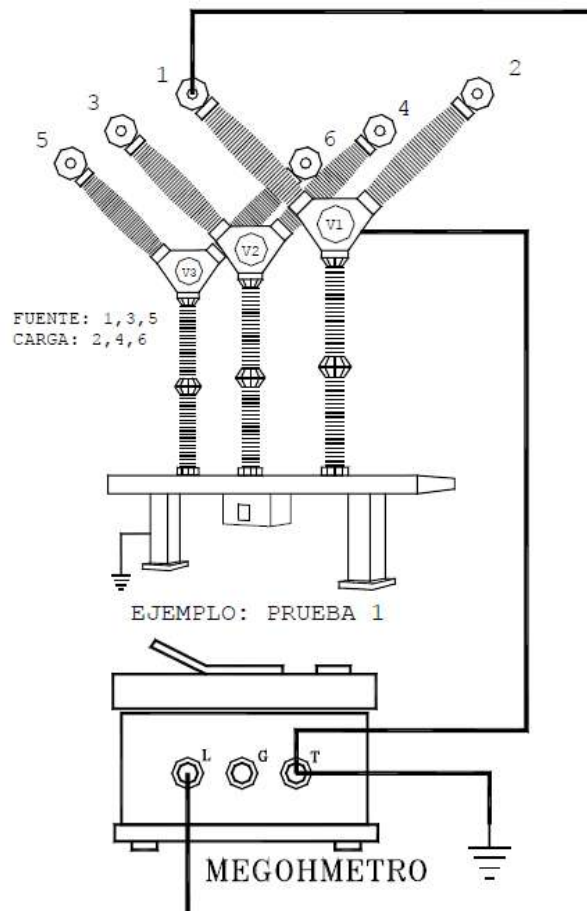


Figura 40: Esquema de conexión del Megohmetro a un interruptor de potencia con doble cámara de extinción.

Fuente: [18].

Para el caso particular del interruptor Magrini Galileo 245 MHM E-2V, las mediciones se realizan por separado para cada cámara mas el capacitor de cada uno (Cámara +Capacitor).

Se debe utilizar el formato de prueba propuesto y que se encuentra en el Anexo B.

Interpretación de resultados para la evaluación del aislamiento

Las lecturas de resistencia de aislamiento en interruptores, por lo general son altas sin tener, absorción ni polarización, por estar constituido su aislamiento, en mayor parte por porcelana; una lectura baja es indicación de deterioro del mismo.

En los interruptores en vacío y SF₆, el aislamiento está formado por las boquillas y aislamientos soportes, los bajos valores de aislamiento se deben a deterioro de alguno de ellos. Los resultados de estas pruebas a equipos con medio de extinción en SF₆ no determinan el estado del gas.

Para interruptores a gas SF₆ monopolares, incluyendo los Circuit Switchers, los valores de resistencia de aislamiento deben ser superiores a los 100.000 MΩ si los componentes aislantes están en buenas condiciones; para casos de valores bajos de aislamiento, se requieren pruebas de factor de potencia para complementar el análisis de las condiciones del aislamiento.

➤ Factor de potencia

Al efectuar las pruebas de Factor de Potencia, intervienen las boquillas, y los otros materiales que forman parte del aislamiento, en este caso particular el gas SF₆.

Al efectuar la prueba de Factor de Potencia el método consiste en aplicar el potencial de prueba a cada una de las terminales del interruptor.

Las pérdidas dieléctricas de los aislamientos no son las mismas estando el interruptor abierto que cerrado, porque intervienen diferentes aislamientos.

Con el interruptor cerrado intervienen dependiendo del tipo de interruptor, las pérdidas en boquillas y de otros aislamientos auxiliares. Con el interruptor abierto intervienen también dependiendo del tipo de interruptor, las pérdidas en boquillas y del aceite aislante.

Recomendaciones para realizar la prueba

- Tener en cuenta las mismas recomendaciones para las pruebas de resistencia de aislación, más:
- Para el caso de los interruptores tipo columna multi-cámara, que cuenten con capacitores, es recomendable verificar la capacitancia de los mismos

con respecto a su dato de placa y con un medidor de rango adecuado. Para ello los capacitores deben desmontarse para efectuar la medición en forma independiente.

- Los valores medidos deben registrarse en el formato propuesto en el Anexo B. Para el caso de los valores medidos a los capacitores deben ser anotados en observaciones del formato correspondiente a la prueba de factor de potencia.

Conexiones para realizar la prueba

En la Figura 41, se ilustra el diagrama de conexión del circuito de prueba de factor de potencia para interruptores.

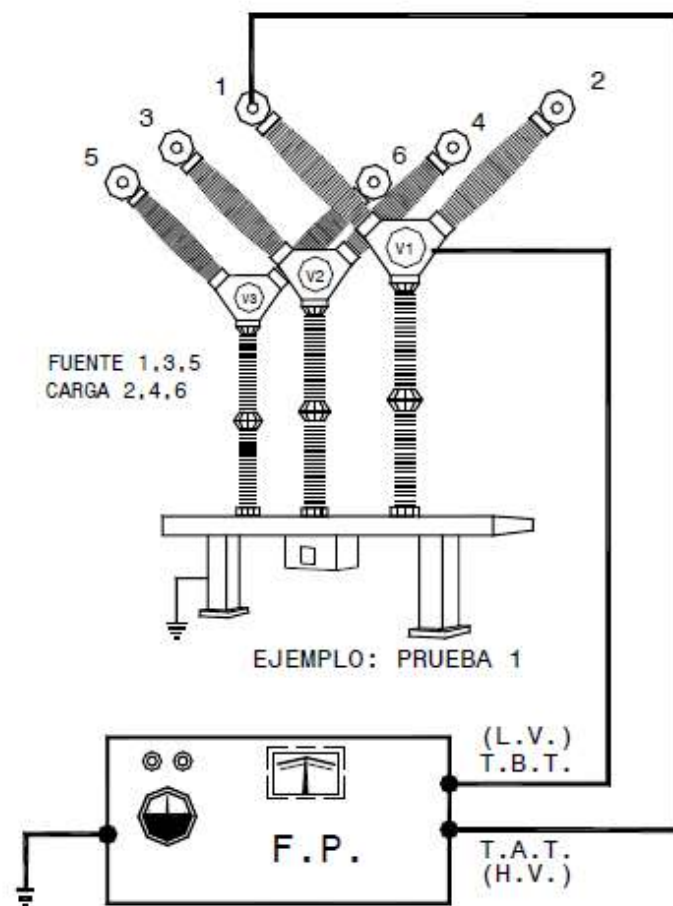


Figura 41: Esquema de conexión para las pruebas de factor de potencia un interruptor de potencia con doble cámara de extinción.

Fuente: [18].

Estas mediciones se realizan con el interruptor cerrado y abierto, por cada cámara y columna soporte. Las anotaciones se deben de realizar en el formato propuesto en el Anexo B.

Interpretación de resultados para la evaluación del aislamiento

La diferencia de las pérdidas obtenidas en la prueba con el interruptor cerrado menos la suma de las pérdidas de la misma fase con interruptor abierto, se utilizan para analizar las condiciones del aislamiento (se le denomina índices de pérdidas del tanque).

I.P.T. = (pérdidas con interruptor cerrado)-(suma de pérdidas con interruptor abierto).

I.P.T. = Índice de Pérdidas de Tanque.

Interpretación de resultados para la evaluación del aislamiento

Para interruptores en hexafluoruro de Azufre (SF₆)

Condición normal

Menor 15 mW 2500 Volts

Menor 0.10 W 10000 Volts

Condición anormal

Mayor de 15 mW 2500 Volts

Mayor de 0.10 W 10000 Volts

➤ Resistencia de contactos

Los puntos con alta resistencia en partes de conducción, originan caídas de voltaje, generación de calor, pérdidas de potencia, etc.

Esta prueba permite detectar oportunamente los problemas que se presentan por alta resistencia de contactos, que puede ser causada por cualquier elemento que forma el conjunto de contactos; desde el conector de la boquilla hasta los conectores fijos y móviles con todos sus accesorios.

La prueba se realiza en circuitos donde existen puntos de contacto a presión o deslizables, como es el caso en interruptores.

Para medir la resistencia de contactos existen diferentes marcas de equipo, de diferentes rangos de medición que fluctúan entre 0 y 100 amperes para ésta prueba.

Los equipos de prueba cuentan con una fuente de corriente directa que puede ser una batería o un rectificador.

La norma IEC 56 afirma que este tipo de resistencia debe medirse aplicando una corriente entre 50A y la intensidad nominal del interruptor. La norma ANSI C 37.09 especifica una intensidad de ensayo mínima de 100 A.

Recomendaciones para realizar la prueba

- Considerar lo establecido en las recomendaciones generales para realizar pruebas eléctricas a un interruptor de potencia, citados anteriormente y además tener en cuenta lo siguiente:
- El equipo bajo prueba debe estar desenergizado y en la posición cerrado.
- Se debe aislar el equipo en lo posible contra la inducción electromagnética mediante aterrizamiento temporal inmediato previo a la prueba para descargar la estática, ya que ésta produce errores en la medición y puede dañar el equipo de prueba.
- Se deben limpiar perfectamente los conectores donde se van a colocar las terminales del equipo de prueba a fin de asegurar un buen contacto y no afectar la medición.
- Se debe poner atención en la colocación de las terminales del equipo de prueba, algunos interruptores tiene una placa metálica auxiliar que se utiliza para adaptar la conexión de la terminal zapata del cable al interruptor. Cuando es el caso, se debe de efectuar dos mediciones, una tomando en cuenta la placa metálica y otra medición evitando la placa, esto con el objeto de verificar el estado de la placa metálica; si existe diferencia con los valores obtenidos, deben de desconectar la placa y efectuar limpieza.

Conexiones para realizar la prueba.

En la figura se ilustra el esquema de conexión del circuito de prueba para la medición de resistencia de contactos.

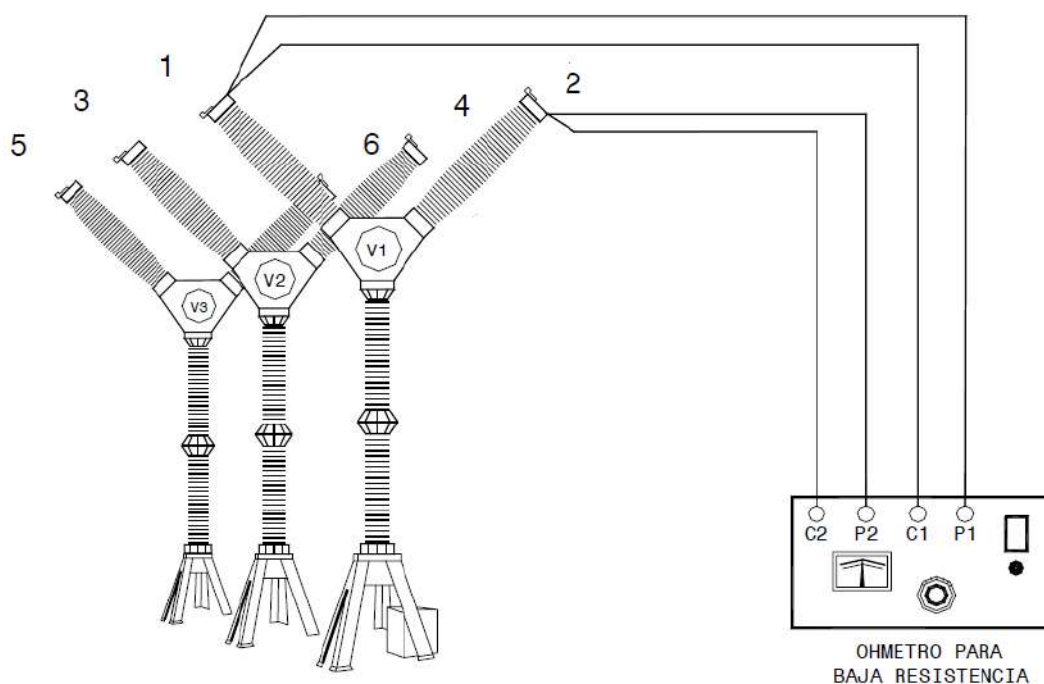


Figura 42: Esquema de conexión para la prueba de resistencia de contactos.

Fuente: [18].

Estas mediciones se realizan por cada cámara y con el interruptor en posición cerrado. Las anotaciones se deben de realizar en el formato propuesto en el Anexo B.

Interpretación de resultados

La resistencia de contactos varía de acuerdo al tipo y diseño del equipo, y debe ser de acuerdo a las normas correspondientes, los valores establecidos en los instructivos así como los obtenidos durante la puesta en servicio, nos sirven de referencia para pruebas posteriores. En algunos equipos el fabricante proporciona estos valores en mili-volts (mV) de caída de tensión, por lo que será necesario hacer la conversión a micro-ohm ($m\Omega$).

Para interruptores a gas SF₆, los valores de resistencia de contactos aceptables son del orden de 30-100 micro-ohms ($m\Omega$).

Este criterio es aplicable a los interruptores de gas SF₆ en tanque vivo y tanque muerto. En el caso de aquellos interruptores que cuenten con indicador visual de desgaste de contactos, verificar su estado o posición como complemento de la prueba.

➤ **Tiempo de operación y simultaneidad de cierre-apertura**

Es importante la simultaneidad en una misma fase en situaciones en las que una cantidad de contactos se conectan en serie. En este caso, el interruptor se convierte en un divisor de voltaje cuando se abre un circuito. Si la diferencia de tiempos es muy grande, el voltaje se hace muy alto sobre un contacto, y la tolerancia para la mayoría de los tipos de interruptores es de menos que 2 ms. La razón es que las múltiples aperturas configuran en conjunto un divisor de voltaje (en la posición de abierto). Una dispersión de tiempos muy grande producirá sobrevoltaje en uno de los contactos. [19]

Se pueden producir daños severos en la cámara de ruptura. La tolerancia de tiempo para simultaneidad entre fases es mayor para un sistema de transmisión de potencia trifásico operando a 50 Hz, ya que siempre habrá 3,33 ms entre cruces por cero.

De todos modos la tolerancia de tiempo se suele establecer en menos de 2 ms, aun para estos sistemas.

Sincronización de interruptores (fase contra fase)

- < 1/4 ciclo @ operación de cierre (IEC62271-100).
- < 1/6 ciclo @ operación de apertura (IEC62271-100).

Sincronización de fase (interruptores en la fase)

- < 1/8 ciclo (IEC62271-100).

Recursos necesarios

La prueba será realizada por personal técnico altamente calificado, también es necesario contar con los equipos y materiales siguientes:

- Analizador Megger de tiempo de interruptores
- Computadora portátil con el Software del equipo analizador.
- Multímetro digital.
- Manual de instrucciones del equipo analizador.
- Manual de operación del interruptor.
- Esquemas eléctricos de los mecanismos del control del interruptor y la columna de mando.
- Maleta de herramientas electromecánica completa.

- Torquímetro y juego de dados de varias medidas.
- Andamios.
- Otros materiales consumibles (pasta conductora, lija, trapo industrial, etc.).

Recomendaciones para realizar la prueba

- Considerar lo establecido en las recomendaciones generales para realizar pruebas eléctricas a un interruptor de potencia, citados anteriormente y además tener en cuenta lo siguiente.
- Liberar al interruptor completamente, asegurándose que las cuchillas seccionadoras respectivas se encuentran en posición abierta.
- Limpiar las terminales del interruptor donde se conectarán las terminales del equipo de prueba.

Conexiones para realizar la prueba

Las conexiones entre el equipo de prueba y el interruptor por probar, están determinadas en el instructivo de cada equipo de prueba en particular y en el conocimiento del arreglo físico de las cámaras y contactos del interruptor, así como del arreglo del circuito de control para el cierre y apertura del interruptor.

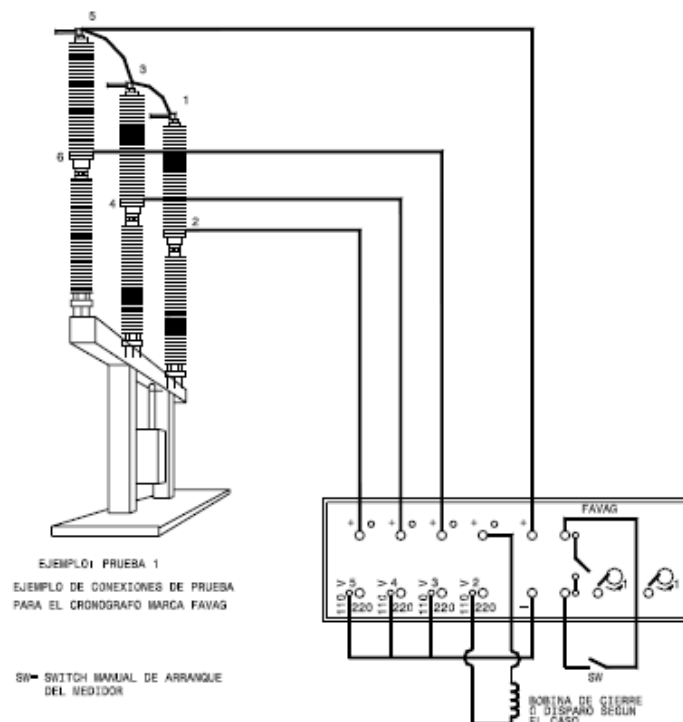


Figura 43: Esquema de conexión para la prueba de tiempos de operación.

Fuente: [18].

Interpretación de resultados

Tiempo de apertura: se efectúa al interruptor registrando el instante de apertura de cada una de las fases y midiendo el intervalo en cada una, a partir de la señal de disparo del interruptor, que también queda registrada.

Esta prueba es general e independiente del número de cámaras o contactos en serie que se tengan por fase, puesto que se mide la fase completa, que para el caso de varios contactos en serie, el registro en la gráfica corresponde al instante en que se abre el primer par. De esta misma prueba puede obtenerse además la simultaneidad entre fases del interruptor a la apertura.

Tiempo de cierre: se efectúa al interruptor completo registrando el instante de cierre de cada una de las fases y midiendo el intervalo en cada una, a partir de la señal de cierre del interruptor, que también queda registrada.

Esta prueba es general e independiente del número de cámaras o contactos en serie que se tengan por fase, puesto que se miden las tres fases completas. Debe tomarse en cuenta que en el caso de varios contactos en serie por fase, el registro en la gráfica corresponde al instante en que se cierra el último par.

Valores de prueba: los valores particulares para cada tipo de interruptor son una característica propia que generalmente proporciona el fabricante en sus instructivos.

Los interruptores están clasificados en lo que se refiere a su tiempo de interrupción, en interruptores de 8, 5 y 3 ciclos, estos rangos están dados en base a las pruebas de prototipo que se efectúan y es el tiempo máximo obtenido dentro de toda la gama de pruebas efectuadas.

Los tiempos de cierre son generalmente más largos que los de apertura y su importancia es relativamente menor, pueden variar dependiendo del tipo de interruptor, su mecanismo y el tamaño de sus partes en movimiento, por lo general los tiempos son del orden de 6 a 16 ciclos.

Para evaluar la simultaneidad entre fases y entre contactos de una misma fase, es necesario considerar la máxima diferencia entre los instantes que se tocan los contactos durante el cierre o entre los instantes en que se separan durante la apertura, y no deberá exceder de 1/2 ciclo en base a la frecuencia nominal.

La operación de contactos de un mismo polo debe ser prácticamente simultánea.

Para los interruptores que se adquirieron fuera de estas especificaciones, los tiempos de cierre pueden variar dependiendo del tipo de interruptor, su mecanismo y lo voluminoso de sus partes en movimiento; por lo anterior no se pueden establecer valores promedio.

Se requiere en este caso basarse en los tiempos dados por el fabricante para cada modelo en particular, o bien a comparación entre interruptores similares

Tensión	Tiempo Máximo de Cierre en milisegundos	Tiempo Máximo de Interrupción en milisegundos	Simultaneidad en la Operación de los Polos en milisegundos	
			Cierre	Apertura
15 kV a 38kV	100	60	3	2
72,5 kV a 420 kV	160	50	4,16	2,77

Tabla 14: Tiempos Máximos de Interrupción y de Cierre para interruptores con medio de extinción en vacío y SF6.

Fuente: [18].

6.2.2.1.5. Cuatrienal-4 A

El gas SF6 (Hexafloururo e azufre) es un gas inerte que a 20°C y a presión atmosférica posee una rigidez dieléctrica y una densidad de aproximadamente 2,6 y 5 veces la rigidez y la densidad del aire respectivamente.

A pesar de su elevada estabilidad química, la exposición a la acción del arco eléctrico durante largos periodos de tiempo descompone parcialmente al gas SF6 en productos gaseosos y en presencia de oxígeno, pueden resultar extremadamente tóxicos y corrosivos.

Por otro lado el gas SF6 produce un acusado efecto invernadero (1 kg. de SF6 produce el mismo efecto invernadero que aproximadamente 22.000 kg. de CO₂) y su permanencia en la atmósfera es de aproximadamente 3.000 años.

Para diagnosticar la calidad del gas aislante se analizan sobre todo los tres parámetros más determinantes que son la humedad, la pureza y la

concentración de productos de descomposición. Según una encuesta del comité internacional de redes eléctricas Cigré (Conseil International de Grands Reseaux Électriques), se aplican herramientas de diagnóstico en más de 90% de las instalaciones y un 30% de ellos detectan una prevención efectiva de averías. La mayoría de los encuestados realizan pruebas al gas SF₆ en un intervalo de 4 a 10 años.

En este proyecto se propone un control cada 4 años de servicio, aun si el total de las corrientes interrumpidas no justifica el cambio de los contactos y el limpiado interior de las cámaras, es necesario tomar una muestra de gas de cada polo y medir la humedad de dicho gas empleado.

Si en un polo la humedad del gas sobrepasa las 30 p.p.m., es preciso recuperar el gas usado, comprobar que los contactos se encuentran efectivamente en buen estado y, en este caso, cambiar los filtros moleculares, poner el polo bajo vacío y volver a llenarlo con gas nuevo o regenerado.

Los orígenes de problemas de calidad SF₆

Para un buen funcionamiento hay que prevenir la contaminación del gas con aire o con humedad ya desde el principio al llenar el depósito.

Por eso el Cigré recomienda una evacuación hasta una presión residual máxima de 3 mbar y en el mejor de los casos hasta 0,1 mbar.

Otro causante de contaminación es la difusión por fugas o por sellados desgastados.

Los valores máximos de contaminación de están detallados en el Cigré SF₆ Recycling guide. La normativa internacional IEC 60480 a su vez está basada en estas recomendaciones del Cigré. En la práctica se establecen a menudo valores incluso más estrictos ya que las impurezas en gas SF₆ pueden provocar efectos considerables a largo plazo.

En la Tabla 15 se observa los valores máximos de contaminación admisibles del gas SF₆, establecidos por la norma IEC 60480.

Contaminación máx. admisible		
Contaminación	Concentración máx.	
	Presión abs. nominal <200 kPa	Presión abs. nominal ≥200 kPa
Aire y/o CF ₄	3 Vol. %	3 Vol. %
H ₂ O	95 mg/kg	25 mg/kg
Aceite mineral	10 mg/kg	
Cantidad total de los productos de descomposición gaseosos	50 µl/l insgesamt oder 12 µl/l für (SO ₂ + SOF ₂) oder 25 µl/l HF	

Tabla 15: Contaminación máxima admisible del gas SF₆.

Fuente: [Norma IEC 60480].

Toma de muestras del SF₆

La medida de la calidad del gas se realiza normalmente in situ, mediante instrumentos portátiles. Pueden realizarse excepcionalmente análisis externos, para contrastar resultados no satisfactorios de un análisis in situ, tomando una muestra y enviándola a un laboratorio químico cualificado.

Si el historial del equipo es desconocido, o si ha sido sometido a arco eléctrico, se debe comprobar en primer lugar la presencia de sub-productos gaseosos, para prevenir daños a los instrumentos portátiles.

Medida de la calidad del gas SF₆ con instrumentos portátiles

Salvo que se especifique de otro modo en el manual de funcionamiento del fabricante del equipo, la secuencia de operaciones para un análisis in situ de la calidad del gas SF₆ se realizará de acuerdo a lo se detalla en la Tabla 16.

Etapa		Procedimiento
1	Preparación del equipo portátil	Comprobar que el equipo portátil funciona correctamente, las conexiones de gas están limpias y secas, las tuberías están vacías y no existen fugas en las conexiones para evitar cualquier error de medida. Comprobar la validación de la calibración de los instrumentos que estén sujetos a calibración. Utilizar conexiones cortas para minimizar el escape del gas SF ₆ .
2	Conexión del equipo portátil	Conectar el equipo portátil. Realizar conexiones estancas y establecer el flujo de gas.
3	Lectura del equipo portátil	Remitirse al manual de funcionamiento proporcionado por el fabricante del equipo portátil.
4	Desconexión del equipo portátil	Detener el flujo de gas y desconectar el equipo portátil.
5	Documentación	Registrar al menos el fabricante y el número de serie y/o identificación del compartimento de gas, la lectura y la fecha para futuras referencias.

Tabla 16: Control de la calidad del SF₆ in situ.

Fuente: [20].

Toma de muestras y transporte del gas SF₆ para análisis externo

Este apartado aplica a los compartimentos de sistemas de presión controlada y/o cerrada o contenedores llenos del gas SF₆ para contrastar resultados no satisfactorios de una medida in situ.

Salvo que se especifique de otro modo en el manual de funcionamiento del fabricante del equipo, la secuencia de operaciones para la toma de muestras y transporte del gas SF₆ se realizará de acuerdo a lo que se detalla en la Tabla 17.

Etapa		Procedimiento
1	Preparación del equipo de toma de muestras de SF6	Vaciar el cilindro para la toma de muestras. Comprobar que las conexiones del gas están limpias y secas, las tuberías están vacías y no existen fugas en las conexiones para prevenir la contaminación de la muestra y utilizar conexiones cortas para minimizar el escape de SF6.
2	Documentación	Etiquetar el cilindro para toma de muestras con al menos la siguiente información: el fabricante y el número de serie y/o la identificación del compartimento de gas, fecha, presión y temperatura ambiente.
3	Conexión del cilindro para toma de muestras	Conectar el cilindro para la toma de muestras. Realizar conexiones estancas y establecer el flujo de gas.
4	Desconexión del cilindro para toma de muestras	Parar el flujo de gas y desconectar el cilindro para toma de muestras
5	Transporte	El transporte al laboratorio es realizado de acuerdo a las regulaciones locales e internacionales.

Tabla 17: Toma de muestras y transporte del SF6.

Fuente: [20].

Precauciones de seguridad

Para evitar accidentes, enfermedades laborales y riesgos derivados del trabajo, a la hora de manipular o neutralizar subproductos de SF6 se deben tomar las precauciones de seguridad y normas de conducta adecuadas.

Los trabajadores deben utilizar los equipos de protección individual (EPIS).

Pueden ser necesarios los siguientes equipos de protección individual:

- Casco protector
- Guantes de protección
- Gafas de seguridad
- Monos de protección
- Zapatos de seguridad
- Equipos autónomos de protección respiratoria

Antes de tomarse un descanso o tras haber finalizado el trabajo, los trabajadores deben limpiar sus caras, cuello, brazos y manos. Todo el polvo

que entre en contacto con la piel o los ojos debe ser retirado inmediatamente enjuagando con abundante agua.

Utilizar las planillas de control de mantenimiento preventivo y predictivo y la hoja de vida de equipos, propuestos en el Anexo B.

6.2.2.2. Mantenimiento preventivo

Para garantizar la seguridad de operación del interruptor de potencia a prueba de intemperie, se le tiene que realizar un debido mantenimiento preventivo con el fin de asegurar la mayor disponibilidad.

Las medidas de mantenimiento preventivas para el interruptor se clasifican de la siguiente manera:

6.2.2.2.1. Trimestral-3M

El interruptor de potencia Magrini Galileo tipo 245 MHM E-2V, utiliza el aire comprimido para el accionamiento de su sistema de mandos. La producción de aire comprimido está a cargo de un compresor monocilíndrico, montado sobre el tanque y accionado por un motor eléctrico.

Montado sobre el mismo tanque se encuentran todos los accesorios para el funcionamiento automático del grupo mismo, o sea, el presóstato con contactos de arranque del compresor y los contactos de señalización y enclavamiento por baja presión de aire, la válvula de retención, la electroválvula de descarga del condensado y un contador de las horas de funcionamiento.

El compresor tiene las características siguientes:

- Presión de servicio 18 bar
- Cilindrada 130 cm³
- Velocidad de giro 1450 rpm
- Capacidad a 18 bar 105 l/m
- Potencia 2 HP
- Capacidad del carter 250 cm³

El cilindro y la cabeza del cilindro llevan aletas enfriadoras, el cigüeñal es equilibrado con contrapesos y gira sobre rodamientos de rodillos, la cabeza de la biela lleva un cojinete de bronce y el pistón lleva anillos de estanqueidad y rascadores.

Las válvulas son fácilmente desmontables. La lubricación acontece por barboteo. Un dispositivo de desahogo con separador de aceite aplicado en la tapa impide la formación de presiones internas sin ocasionar pérdidas de aceite.

En estado de precaución y cada 3 (tres) meses se efectuará un control y mantenimiento general al compresor de aire, realizando las siguientes actividades:

- Observar y comparar la cantidad de aceite consumida en el control anterior y rellenar la cantidad faltante.
- Eventualmente corregir la frecuencia de las inspecciones siguientes; de manera que el aceite quede siempre encima de la muesca “MIN” rayada en la varilla del nivel.
- Comprobar el buen funcionamiento de la electroválvula de descarga del condensado.
- Descargar el condensado que pueda haberse acumulado el tanque, aflojando y volviendo a cerrar el tapón de descargue.

Verificar y si alcanza las 200 horas de funcionamiento del compresor, realizar las siguientes acciones:

- Descargar el aceite a través del tapón, sacar también el tapón opuesto, limpiar el fondo del carter empleando, si es posible, un chorro de aire comprimido, y llenar con aceite nuevo.
- Limpiar el interior del colector y el filtro que se encuentra en la entrada de la electroválvula de descarga del condensado, sacando los eventuales sedimentos.
- Desmontar el filtro de aspiración de aire aflojando el anillo con que está fijado al conducto de entrada, limpiarlo con gasolina y secarlo con aire comprimido. Volver a montar el casquete de manera que el conducto de entrada de aire esté dirigido hacia las persianas de ventilación de la capota.
- Con tanque lleno de aire comprimido a 18 bar, comprobar el buen funcionamiento de la válvula de seguridad empleando la varilla colgada a la misma válvula.

- También se recomienda con cada 600 horas de funcionamiento; desmontar, inspeccionar, limpiar y volver a montar el conjunto de las válvulas de aspiración y de entrega del compresor, la válvula de retención y el respiradero de la tapa.
- Asimismo, cada 6 años; medir el tiempo que el compresor necesita para llevar a 18 bar la instalación de aire comprimido y compararlo con lo que se midió a la puesta en servicio. Si, estando la instalación de aire comprimido sin fugas y sin variaciones de temperatura, el compresor rebasa el 15% el tiempo medido a la puesta en servicio, se aconseja de:
Desmontar, limpiar y eventualmente cambiar las laminas y las juntas del conjunto de válvulas de entrega y de aspiración; medir el diámetro interior del cilindro en el sentido longitudinal y en el sentido transversal con respecto al cigüeñal. Si la ovalización no es aceptable, hay que rectificar el cilindro hasta alcanzar un diámetro igual al diámetro del nuevo pistón (sobredimensionado) + 0,08 mm.

Precauciones de seguridad

Para evitar accidentes y riesgos derivados del trabajo se deben tomar las precauciones de seguridad y normas de conducta adecuadas.

Los trabajadores deben utilizar los equipos de protección individual (EPI's).

Pueden ser necesarios los siguientes equipos de protección individual:

- Casco protector
- Guantes de protección
- Gafas de seguridad
- Ropas y zapatos de seguridad

Utilizar las planillas de control de mantenimiento preventivo y predictivo y la hoja de vida de equipos, propuestos en el Anexo B.

6.2.2.2.2. Anual-1 A

Anualmente y en estado de reparación se recomienda:

- Dejar sin tensión y poner a tierra los conductores primarios del interruptor
- Dejar sin tensión el mecanismo de mando y el eventual compresor

- Descargar el aceite lubricante del compresor, limpiar el filtro del aceite y verter aceite nuevo.
- Controlar presión del gas de cada polo e inyectar SF₆ en los polos que eventualmente tienen presión inferior al valor nominal de 4,7 bar.
- Comprobar que las puntas de los indicadores de posición se paren siempre en línea con las muescas correspondientes a las posiciones de interruptor abierto e interruptor cerrado dentro de las tolerancias indicadas.
- Comprobar que los amortiguadores no pierdan aceite en correspondencia a los pistoncitos y que estos tengan un resalto de 29 mm y un recorrido de 21+22 mm.
- Controlar el buen funcionamiento de los contactos de alarma y enclavamiento por baja presión de aire y gas SF₆.
Para los el presóstato de aire es suficiente interrumpir la alimentación de los tanques y dejar que la presión baje.
- Comprobar que todos los pivotes de las transmisiones mecánicas entre mecanismo de mando, interruptor y conmutadores auxiliares se encuentren bien lubricados.
- Limpiar los filtros de las válvulas de los mecanismos de mando.
- Comprobar que todos los bornes de los circuitos de mando y señalización estén bien cerrados.
- Localizar y eliminar eventuales pérdidas en los circuitos de gas y aire.
- Comprobar el buen funcionamiento de las resistencias de calefacción y anticondensación.
- Comprobar la eficiencia de todos los tornillos, tuercas, pasadores y que nada de anormal se note en las piezas accesibles de los mecanismos de mando.
- Normalmente estos trabajos se realizan en conjunto con las tareas predictivas descritas en la sección 6.2.2.1.4.
- Utilizar las planillas de control de mantenimiento preventivo y predictivo y la hoja de vida de equipos, propuestos en el Anexo B.

6.2.2.2.3. Mantenimiento general recomendado por fabricante

En estado de reparación y con cada 500 kA acumulados maniobrando corrientes comprendidas entre 10 y 100% de la capacidad de interrupción nominal del interruptor, renovar los contactos, limpiar el interior de cada elemento de interrupción, renovar los filtros moleculares y cambiar el gas con otro nuevo regenerado.

Cada 3000 + 5000 operaciones, cambiar los amortiguadores sea de apertura y de cierre.

Cada 5 años o también cada 2000 operaciones se debe: un mantenimiento general de mando, desgrasar, inspeccionar y renovar la lubricación de los pasadores de todas las transmisiones mecánicas y comprobar si todos los bulones están bien apretados.

Para poder realizar dicho mantenimiento, se necesitan de los siguientes materiales y útiles:

- Manguera para recarga de gas SF₆
- Pasadores de referencia
- Una máscara antigas de protección completa
- Un par de guantes de neoprene
- Un aspirador de polvo
- Un buscafugas para gas SF₆
- Un juego de llaves hexagonal
- Un calibre
- Una lata de grasa antiadherente de alta temperatura

Procedimientos para realizar el mantenimiento general de la cámara de interrupción

- Desconectar el interruptor de los conductores de alta tensión, llevar el interruptor en posición de cierre y, por medio de la manguera, unir la planta de recuperación del gas SF₆ sucesivamente a la válvula de cada polo.

- Recuperar el gas SF₆ hasta la presión residual alcanzable por medio de la planta de recuperación. Desconectar la manguera y volver a cerrar la válvula con tapón, juntas y tuercas.
- Quitar las tapas, sacar los tubos, volver a cerrar las tres válvulas de estanqueidad automática por medio de sus tapones, juntas y tuercas.
- Aflojar las tuercas autoblocantes y desatornillarlas junto con los manguitos hasta que las extremidades queden libres.
- Embragar las cámaras de interrupción, quitar los bulones y levantarlas.
- Fijar cada par de cámaras sobre una batea de madera, por medio de por lo menos 4 bulones con arandelas.
- Quitar los capacitores, aplicar las eslingas para levantar una cámara a la vez, quitar los bulones y trasladar las cámaras en un ambiente seco y ventilado, colocándolas verticalmente sobre soportes adecuados.
- Quitar los muelles de cierre
- Colocarse los guantes de neoprene y la máscara antigas.
- Utilizando los juegos de llaves hexagonales, desarmar la cámara de interrupción, para luego por medio de un aspirador, sacar el polvo acumulado en los elementos de interrupción, en los conectores y en los tubitos de cobre. Limpiar todas las superficies frotándolas con trapos limpios y secos. Recoger el polvo en una bolsa plástica para evitar que se vuelva corrosivo.
- Aflojar los tornillos de bloqueo y desatornillar la tobera haciéndola girar en sentido izquierda-derecha.
- Desatornillar y quitar el contacto de arco y la de tulipán.
- Sustituir el contacto de tulipán y el contacto e arco, sin olvidar de introducir en el agujero transversal de este último el pasador.
- Atornillar completamente la tobera, haciéndola girar en sentido derecha-izquierda. Introducir el perno de bloqueo previamente lubricado, atornillado completamente y luego desatornillarlo $\frac{1}{4}$ de vuelta.
- Limpiar esmeradamente todas las bridas, las extremidades de los aisladores, los asientos de las juntas y colocar juntas y anillos nuevos.

- Volver a montar el tubo y el aislador, cuidando el centrado de las mismas. Aplicar calibre.
- Quitar el contacto fijo viejo y montar un contacto nuevo más o menos a la misma altura del viejo, pero sin apretar la tuerca con el tornillo de bloqueo.
- Volver a montar la placa completa del soporte y del contacto fijo.
- Volver a montar la caja y los muelles, cargando estos últimos hasta reducir su altura a 88,5 mm.
- Atornillar el contacto fijo hasta hacerle tocar el calibre y comprobar que, en ese momento, el indicador de posición se encuentre en correspondencia de la muesca de interruptor abierto.
- Quitar el soporte y el calibre. Apretar la tuerca y el tornillo de bloqueo relativo y volver a montar el soporte de contacto fijo.
- Aflojar todos los tornillos en medida suficiente para poder centrar el contacto fijo por medio de pequeños desplazamientos del soporte. Esto puede hacerse acercando el contacto móvil al contacto fijo y observando este último a través del agujero del contacto fijo. En fin apretar las tuercas de los tirantes de ensamblado hasta reducir a 88,5 mm la extensión de los muelles.
- Abrir el receptáculo aflojando las tuercas, cambiar los filtros moleculares y la bolsa que los contiene; volver a cerrar el receptáculo y montarlo rápidamente en la caja superior.
- Volver a montar los muelles y cargarlos hasta obtener una extensión de 73 mm para los 8 muelles más cortos y una extensión de 102,5 mm para los 4 muelles más largos. Montar la tapa de protección y los muelles de cierre.
- Quitar los tapones, unirlos sucesivamente a una bomba de vacío y mantener en cada elemento de interrupción un vacío de 0,1 mm Hg durante al menos 8 horas.
- Sin interrumpir el vacío, cerrar la válvula de aspiración de la bomba de vacío y abrir la de inyección de gas SF₆, hasta que la presión del gas alcance 0,8 bar. Cerciorarse de la estanqueidad de cada elemento de interrupción por medio de un aparato buscafugas.

- Si la prueba indica que no existen pérdidas, hacer circular en cada elemento de interrupción una corriente continua de 100 A y comprobar que la caída de tensión entre los terminales de cada elemento nunca sobrepase los 5 mV.
- Volver a montar los elementos de interrupción sobre los correspondientes soportes en forma de “V”.
- En fin, efectuar la puesta a punto mecánica y completar la carga de gas SF₆.
- El resultado de los mantenimientos serán asentadas en las planillas de control de mantenimiento preventivo y predictivo y la hoja de vida de equipos, propuestos en el Anexo B.

Piezas de repuestos necesarias para realizar el mantenimiento general de la cámara de interrupción:

- 1 tobera
- 1 tornillo de bloqueo
- 1 contacto de arco
- 1 pasador de bloqueo
- 1 contacto móvil
- 1 contacto fijo
- 1 tubo aislante
- 3 kg de filtros moleculares
- 1 bolsa para filtros moleculares
- 1 juego de juntas para cámara de interrupción

Partes principales de un interruptor de potencia Magrini Galileo tipo 245 MHM E-2V a tener en cuenta para un mantenimiento general de la cámara de interrupción

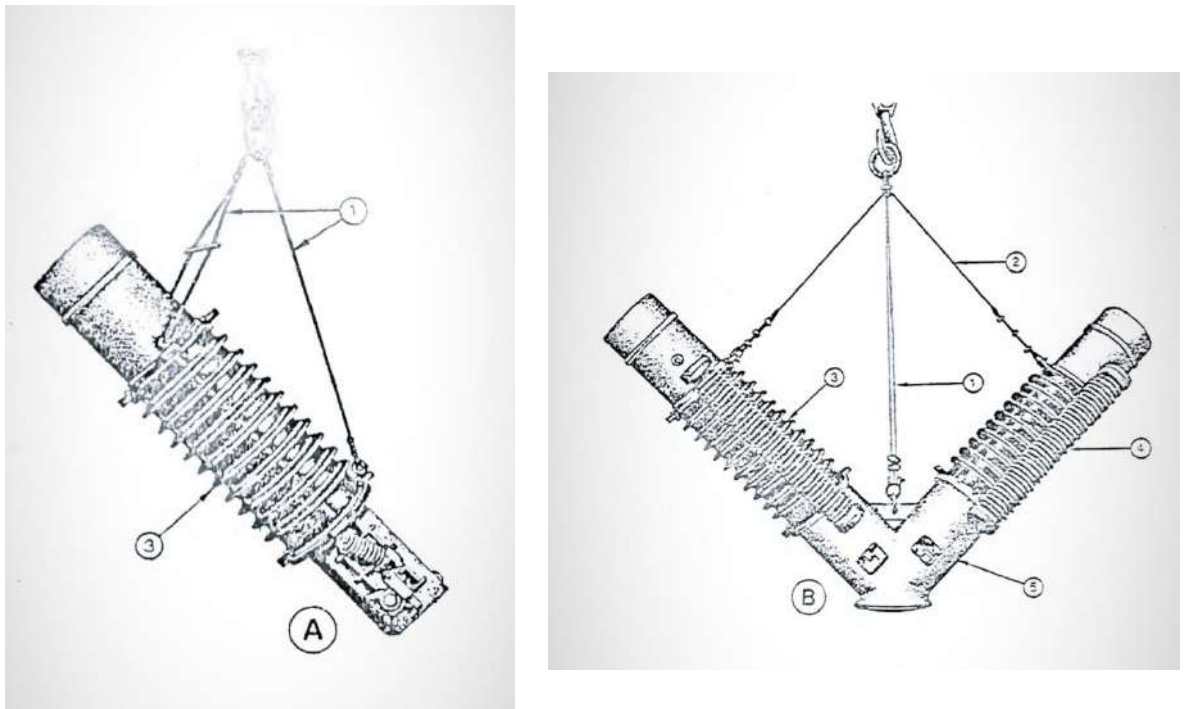


Figura 44: Técnicas para desmontaje de los elementos de interrupción.

Fuente: [Manual Magrini Galileo 245 MHM E-V].

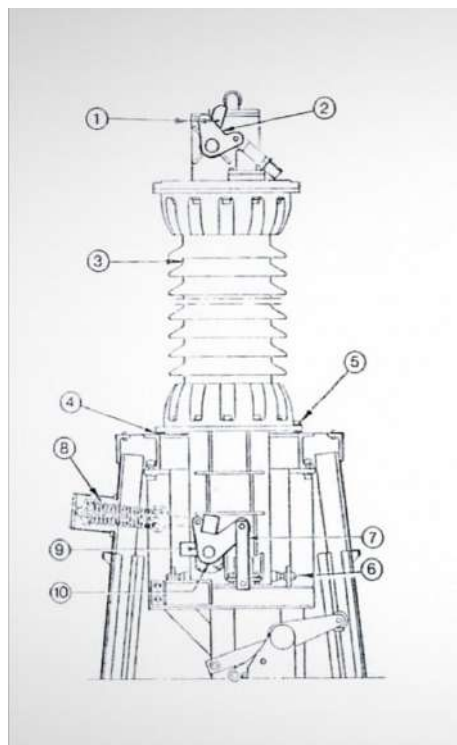


Figura 45: Instalacion de columna soporte sobre bastidor.

Fuente: [Manual Magrini Galileo 245 MHM E-V].

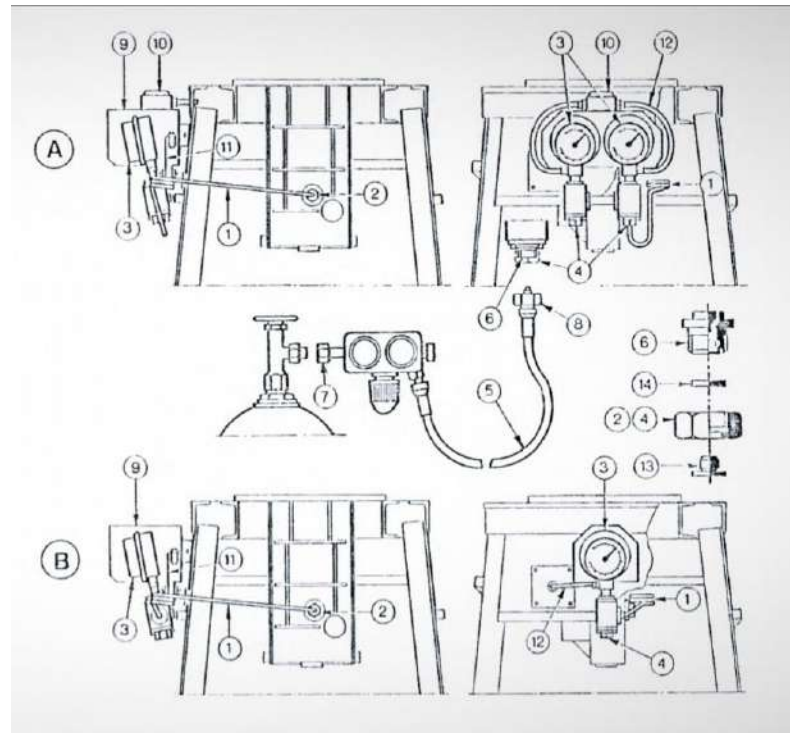


Figura 46: Circuito de inyección y control de gas.

Fuente: [Manual Magrini Galileo 245 MHM E-V].

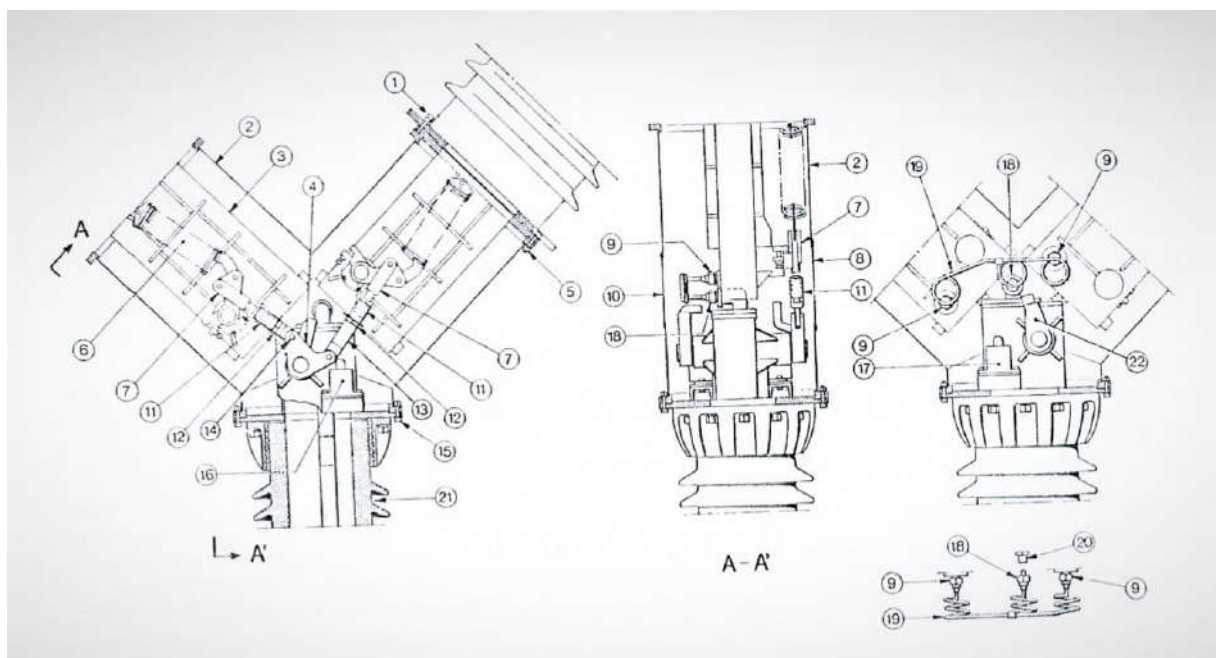


Figura 47: Conexiones entre elementos de interrupción y columna soporte.

Fuente: [Manual Magrini Galileo 245 MHM E-V].

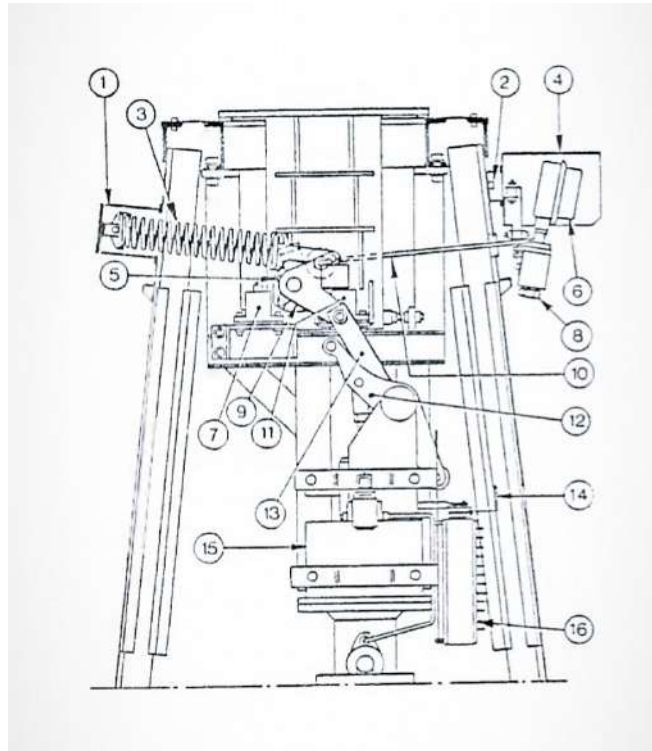


Figura 48: Aplicación muelle auxiliar de cierre y conexión mecánica entre polo y mecanismo de mando.

Fuente: [Manual Magrini Galileo 245 MHM E-V].

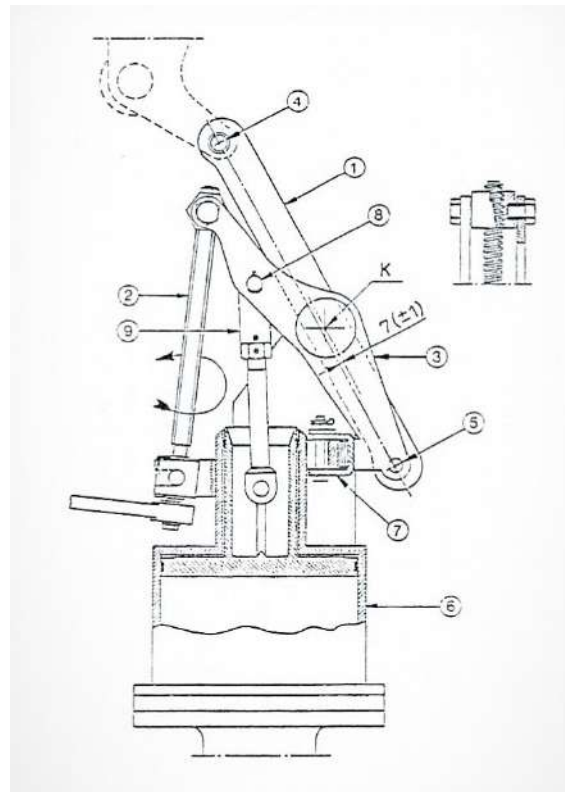


Figura 49: Mecanismo de mando con gato para operaciones lentas manuales.

Fuente: [Manual Magrini Galileo 245 MHM E-V].

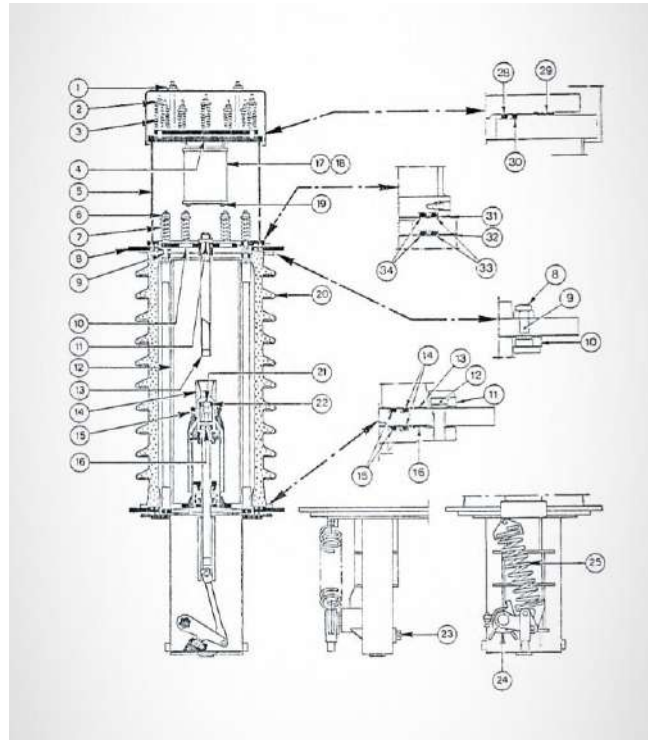


Figura 50: Elemento de interrupción.

Fuente: [Manual Magrini Galileo 245 MHM E-V].

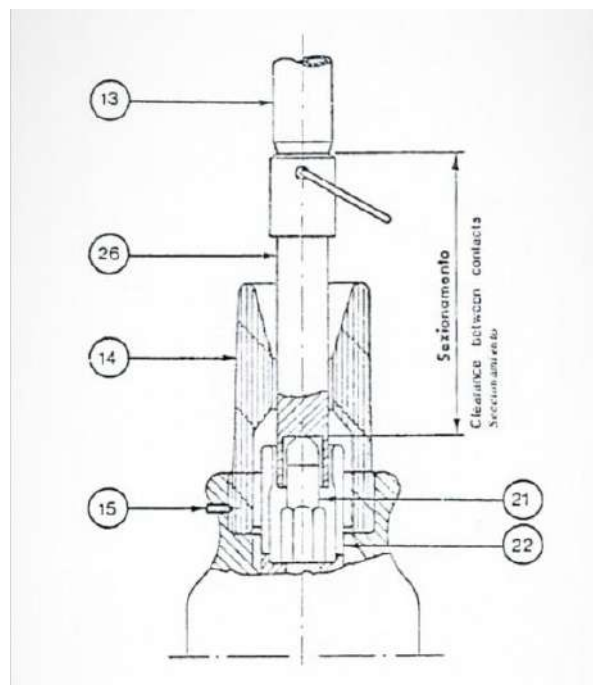


Figura 51: Medición de distancia de contacto.

Fuente: [Manual Magrini Galileo 245 MHM E-V].

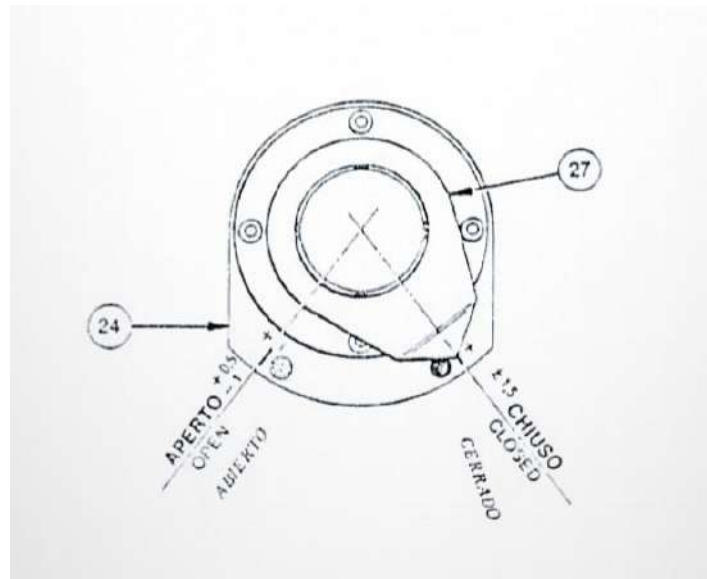


Figura 52: Indicador de posición.

Fuente: [Manual Magrini Galileo 245 MHM E-V].

Figura 45: Instalacion de columna soporte sobre bastidor.

- 1) Cuerdas principales.
- 2) Cuerdas auxiliares.
- 3) Elemento de interrupción.
- 4) Condensador.
- 5) Soporte en forma de "V".

Figura 45: Instalacion de columna soporte sobre bastidor.

- 1) Pasador.
- 2) Manivela superior externa de la columna.
- 3) Columna soporte.
- 4) Empaquetadura.
- 5) Tornillos M12 x 55 con tuerca y planchitas de bloqueo.
- 6) Tornillos y tuerca para bloquear la caja inferior de la columna soporte.
- 7) Pasador de referencia
- 8) Muelle de cierre.
- 9) Manivela inferior externa de la columna soporte.
- 10) Tornillo para bloquear la manivela.

Figura 46: Circuito de inyección y control de gas.

- 1) Tubo para controlar la presión.
- 2) Tuerca de unión.
- 3) Manovacuómetro.
- 4) Tuerca de unión.
- 5) Manguera para inyección SF6.
- 6) Válvula para unión de estanqueidad automática.
- 7) Tuerca de unión a la bomba de gas SF6.
- 8) Tuerca para unión a la válvula.
- 9) Techo para protección manovacuómetro.
- 10) Cajita estanca para cables de señalización de presión del gas SF6.
- 11) Estribo para soportar el manovacuómetro.
- 12) Tubo flexible para protección de cables de señalización del gas SF6.
- 13) Tapón cierre válvula inyección gas.
- 14) Disco cierre válvula de inyección gas.

Figura 47: Conexiones entre elementos de interrupción y columna soporte.

- 1) Tornillos para ensamblado para elemento de interrupción.
- 2) Soporte en forma "V".
- 3) Caja inferior del elemento de interrupción.
- 4) Manivela superior externa principal de la columna soporte
- 5) 8 bulones M12 x70 y a M12 x 50 para fijación elemento de interrupción sobre soporte.
- 6) Muelle de cierre.
- 7) Elemento de biela.
- 8) Tapa rectangular.
- 9) Niples de estanqueidad automática de tubo.
- 10) Tapa circular.
- 11) Manguito roscado.
- 12) Tuerca y planchita de fijación.
- 13) Elemento de biela.
- 14) Pasador.

- 15)Bulones M12 x 50 y arandelass para fijación soporte sobre la columna de aisladores.
- 16)Amortiguador de apertura (lato manivela principal).
- 17)Amortiguador de apertura (lato manivela auxiliar).
- 18)Niple de estanqueidad automática del tubo.
- 19)Tubo transmisión gas entre columna soporte y elementos de interrupción.
- 20)Tapón para niple.
- 21)Columna de aisladores soporte.
- 22)Manivela superior externa auxiliar de la columna.

Figura 48: Aplicación muelle auxiliar de cierre y conexión mecánica entre polo y mecanismo de mando.

- 1) Cilindro de protección y montaje muelle.
- 2) Tornillos fijacion techo.
- 3) Muelle auxiliar de cierre.
- 4) Techo protección manovacuómetro.
- 5) Tornillo de fijación.
- 6) Manovacuómetro.
- 7) Amortiguador de cierre.
- 8) Tuerca con tapón y juntas para cerrar las válvulas de inyección gas.
- 9) Manivela inferior externa de la columna soporte.
- 10)Tubo comunicación gas entre polo y manovacuómetro.
- 11)Amortiguador de apertura.
- 12)Leva del mecanismo de mando.
- 13)Tirante entre polo y mecanismo de mando.
- 14)Indicador posición del interruptor (abierto-cerrado).
- 15)Mecanismo de mando neumático.
- 16)Conmutador auxiliar.

Figura 49: Mecanismo de mando con gato para operaciones lentas manuales.

- 1) Tirante.
- 2) Gato para operaciones de puesta a punto.
- 3) Leva principal del mecanismo de mando.

- 4) Pasador superior del tirante.
- 5) Pasador inferior del tirante.
- 6) Cilindro motor.
- 7) Tope fin de carrera con planchitas amortiguadoras.
- 8) Pasador superior de la biela.
- 9) Biela del pistón de mando.

Figura 50: Elemento de interrupción.

- 1) Tuercas autoblocantes para la tapa.
- 2) Tuercas autoblocantes para muelle.
- 3) Muelles de seguridad.
- 4) Cielo de la caja superior.
- 5) Caja superior.
- 6) Tuercas autoblocantes.
- 7) Muelles de ensamblado.
- 8) Placa portacorriente.
- 9) Tornillos fijación placa.
- 10) Placa soporte contacto fijo.
- 11) Tuerca con tornillo de fijación.
- 12) Tubo de baquelite.
- 13) Contacto fijo.
- 14) Tobera del contacto móvil.
- 15) Tornillo de fijación.
- 16) Pasador de fijación.
- 17) Filtros moleculares.
- 18) Contenedor para filtros moleculares.
- 19) Tuerca montaje contenedor.
- 20) Aislador de porcelana.
- 21) Contacto de arco.
- 22) Contacto móvil de tulipa.
- 23) Contacto de arco.
- 24) Contacto de arco.

- 25) Contacto móvil de tulipa.
- 25) Tuerca para cerrar válvula inyección y control gas.
- 28) Muelle de cierre del interruptor.
- 29) Indicador posición contactos.
- 30) Junta OR.
- 31) Junta OR.
- 32) Empaquetadura.
- 33) Empaquetadura
- 34) Empaquetadura

Figura 51: Medición de distancia de contacto.

- 16) Contacto fijo.
- 17) Tobera del contacto móvil.
- 18) Tornillo de fijación.
- 21) Contacto de arco.
- 22) Contacto móvil de tulipa.
- 26) Calibre para ajustar la distancia entre los contactos.

Figura 52: Indicador de posición.

- 24) Disco con muesca en correspondencia a las posiciones de contactos.
- 27) Contacto móvil de tulipa.

6.2.3. Determinación de políticas de seguridad para los trabajos de mantenimientos

Definido los tipos de mantenimientos a ser aplicado al equipo, es importante establecer políticas de seguridad que puedan orientar a un trabajo seguro y confiable, para evitar accidentes que impliquen algún daño al personal o a la instalación.

En [21], los autores mencionan que la seguridad para el trabajador es fundamental para que estos realicen los trabajos de mantenimiento en subestaciones eléctricas de potencia sin contratiempos, y seguir proporcionando el suministro de energía eléctrica de manera normal a todo tipo de usuarios. También sugieren, que para efectuar trabajos de mantenimiento con seguridad dentro las subestaciones de potencia, es muy importante contar con un procedimiento adecuado para realizar las maniobras necesarias para antes y después de haber consumado dicho trabajo.

Contar con un buen plan de seguridad para la ejecución de trabajos considerados de alto riesgo, como lo son los trabajos de mantenimiento en estas estaciones es de vital importancia para que podamos evitar cualquier accidente.

Por lo mencionado anteriormente, se establecen los procedimientos de seguridad que se tendrán en cuenta para los trabajos de mantenimientos dentro de la estación según los manuales y normas consultadas, así como se indican a continuación:

6.2.3.1. Procedimientos generales de seguridad que se tendrán en cuenta para trabajos de mantenimientos en la ES-COV

La Comisión Federal de Electricidad (CFE-México), cuenta con un manual de seguridad para realizar los trabajos de mantenimiento, se llama Capítulo 100 Reglamento de Seguridad e Higiene. Dentro de este reglamento se mencionan los aspectos más relevantes para que se asegure la ausencia de accidentes dentro de estas instalaciones. En la sección 113 del citado manual se establecen las condiciones generales de seguridad dentro de una subestación

eléctrica de alta tensión, las cuales se tendrán como base para establecer los procedimientos necesarios para realizar un trabajo seguro y confiable dentro de la ES-COV.

Los procedimientos se citan a continuación:

- Todo trabajo eléctrico deberá estar soportado por un permiso de trabajo que deberá ser solicitado al inicio y cerrado al finalizar las labores correspondientes.
- Todo trabajo eléctrico en estado de reparación, el equipo deberá ser bloqueado.
- Todo trabajo en una instalación eléctrica sólo podrá ser realizada por personal calificado y autorizado.
- Utilizar los elementos de protección personal adecuados como son: casco dieléctrico, guantes de protección de acuerdo al trabajo a realizar, zapatones dieléctricos, gafas de seguridad contra rayos ultravioleta, cinturón de seguridad, arnés, linterna, pinza amperométrica, conexiones a tierra portátiles.
- 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.
- En caso de tormentas eléctricas, los trabajos serán interrumpidos o no iniciados, retirando al personal del área hasta que las condiciones atmosféricas vuelvan a ser favorables.
- Señalizar la zona de trabajo.
- Los trabajadores deben asegurarse de contar con los equipos y materiales de trabajo necesario de acuerdo a las características del trabajo, tensión de servicio y método de trabajo a emplear.
- El casco de seguridad es de uso obligatorio para las personas que realicen trabajos dentro del patio de maniobras 220 kV.

- 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.
- Los andamios deben ser aisladas.
- El cinturón de seguridad o el arnés de cuerpo entero es de uso obligatorio para todo aquel que deba ascender a un poste o estructura.
- Es responsabilidad de los trabajadores mantener las condiciones de aseo y funcionamiento adecuadas del sitio de trabajo al comienzo, durante y al final de las actividades de mantenimiento y de la señalización de las zonas.
- 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 de que existan dudas o anomalías durante la ejecución del trabajo, este debe suspenderse hasta que la duda o anomalía haya sido resuelta adecuadamente.

6.2.3.2. Elementos de protección personal (EPP)

Además la Comisión Federal de Electricidad (CFE-México), brinda las características específicas que deben de cumplir todo EPP para la realización de trabajos de mantenimiento en las Subestaciones Eléctricas de Potencia. A continuación tenemos las características para cada tipo de EPP.

- Protección para la cabeza.

Para la protección de la cabeza el trabajador debe usar casco protector que sea clase “E”, y este debe de ser utilizado al trabajar con equipos energizados, para instalación y verificación de equipos de medición, para cortes, desconexiones y toma de lecturas del equipo de medición, para trabajos en postes, también en líneas y redes de distribución, en maniobras con cuchillas, en la operación de puesta a tierra, al transitar o permanecer en áreas que pertenezcan a subestaciones eléctricas sea cual sea la operación que se realice.

- Protección de los ojos.

Para la protección de los ojos a cada trabajador se le dota de lentes claros para trabajos nocturnos y para trabajos diurnos se utilizan lentes oscuros, algunos trabajos que requieren esta protección son para trabajos en líneas y equipos energizados, al manejar ácidos o electrolitos, para trabajos de corte y soldadura, para maniobras en cuchillas, al trabajar en líneas subterráneas, al cortar o empalmar cables, al utilizar herramientas y materiales que pueden producir partículas desprendidas y al realizar cortes y conexiones en medidores, cabe mencionar que si el trabajador requiere de alguna graduación en los lentes estos deben cumplir este aspecto.

- Protección respiratoria.

Los trabajos que requieren este tipo de protección son los trabajos en los que existan polvos, gases o vapores asfixiantes, en inspección interna durante el mantenimiento de transformadores de potencia y en interruptores de gran volumen de aceite, en el mantenimiento de interruptores con hexafluoruro de azufre (SF₆) y durante trabajos de pintura a pistola de aire o aerosol.

- Protección auditiva.

El trabajador debe utilizar esta protección cuando debe de permanecer en lugares ruidosos con un nivel de presión acústica igual o superior a los 85 dB(a).

- Protección para las manos.

Para la protección de las manos de los trabajadores es necesario usar guantes dieléctricos los cuales se dividen en clase 00, 0, 1, 2, 3 y 4, estos guantes deben de ser probados periódicamente cada seis meses como mínimo y conforme a un programa establecido, cuando los guantes están dañados debe de mutilarse parcialmente para así identificar y evitar su utilización por equivocación, al usar los guantes es indispensable no usar reloj, anillos, pulseras u otros objetos que puedan dañarlos.

- Mantas y cubiertas protectoras aislantes.

Las cubiertas protectoras del tipo flexible deben usarse exclusivamente como protección del trabajador de posibles choques eléctricos y no se deben de usar

como un aislamiento eléctrico entre partes de la instalación con diferente potencial, también estas se utilizan al tender o retirar conductores que puedan entrar en contacto con otros conductores o equipo energizados, cuando se instalen o remuevan postes, en los trabajos de líneas energizadas y de forma general deben cubrirse todo punto que el trabajador o los objetos que manipule puedan alcanzar, en forma accidental o voluntaria y que tengan un potencial eléctrico distinto del que en ese momento se encuentre sujeto el trabajador.

- Cinturón, bandola y arnés de seguridad.

El trabajador antes de cada trabajo y de usar los cinturones, bandolas y arneses de seguridad deben inspeccionarse, para así verificar su buen estado, al igual se deben de revisar anillos, ganchos, hebillas, remaches, costuras, ojales y el estado general del nylon, vigilando que no haya desgaste excesivo, fracturas y rajaduras, cuando una bandola se encuentre en malas condiciones esta debe cortarse antes de darla de baja.

- Ropa de trabajo y calzado.

Para todos los trabajadores es obligatorio el uso de ropa y calzado que sea proporcionado por la compañía y este debe de ser completo y sin modificaciones, el trabajador tiene la obligación de usar la camisa fajada y abotonada, tanto en mangas como del pecho durante toda su jornada laboral.

6.2.3.3. Maniobras de liberación del equipo

Para todos los trabajos en estado de reparación sobre el equipo, se solicitará la liberación de la misma. Como en éste proyecto solamente se tendrá en cuenta las tareas de mantenimiento sobre el interruptor, se procederá a realizar las siguientes maniobras:

Transferencia de protecciones del 75 sobre el 95.

Condiciones iniciales:

Todo el sistema sobre la Barra 2 y luego verificar:

Cerrado: 52-75; 89-32 y 89-34.

Abierto: 52-95; 89-19; 89:20; 89:54; 89-21; 89:33; 89:31 y todos los seccionadores de las posiciones que se encuentran sobre la Barra de Transferencia.

1. Cerrar 89-33 (Posición TR-01).
2. Cerrar 89-20 (Posición Acoplamiento).
3. Cerrar 89-54 (Posición Acoplamiento).
4. Cerrar 89-21 (Posición Acoplamiento).
5. Cerrar 52-95 (Posición Acoplamiento).
6. Abrir 52-75 (Posición TR-01).
7. Abrir 89-32 (Posición TR-01).
8. Abrir 89-34 (Posición TR-01).
9. Pulsar el botón PT en el relé de la Posición TR-01. (Maniobras Concluidas).

Tiempo aproximado de duración de las maniobras: 10 minutos.

Una vez finalizada las maniobras, el operador de la estación en compañía del encargado de cuadrilla de Mantenimiento, deben realizar un recorrido por el patio 220 kV y efectuar las siguientes acciones y verificaciones:

- Verificar apertura de interruptor y seccionadores.
- Realizar bloqueo eléctrico y mecánico del interruptor y seccionadores.
- Verifique la ausencia de alta tensión con el detector.
- Realizar aterramiento con puesta a tierra portátil ambos lados del interruptor en las 3 fases.
- Colocar letreros de seguridad de “no operar equipos”.
- Demarque el área de trabajo con una sola entrada hacia dicha área.
- Ubique un sitio definido para la colocación de herramientas e instrumentos necesarios para el mantenimiento.

Después de realizar estas acciones el operador le hace entrega de la Autorización de Trabajo (AT) al encargado o responsable del trabajo.

Concluida las labores de mantenimiento y devuelta la AT, el operador deberá verificar y comprobar que la zona ya este despejada de toda persona u objeto que pueda interferir en la maniobra de energización, todo esto siempre acompañado por el jefe de cuadrilla.

6.2.3.4. Maniobras de energización del equipo

Una vez terminado los trabajos de mantenimiento del interruptor, el encargado de la cuadrilla de mantenimiento junto con el operador, deberán realizar un

recorrido por la zona de trabajo y antes de normalizar el circuito tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Verificar visualmente la posición de cada equipo abierto o cerrado.
- Verificar visualmente las conexiones, que no existan elementos extraños sobre los equipos de alta tensión, como son lanillas, estopas, recipientes, manilas, etc.
- Verificar y retirar las conexiones a tierra portátiles.
- Retire el personal del patio de maniobras dejando solo lo necesario para la normalización.
- Verifique la posición del selector del interruptor de Local-Remoto dejando en remoto.
- Verifique el selector de la calefacción.
- Verifique posición del guarda motor.
- Verifique posición de los resortes (Tensado).
- Retire la cinta que delimita el área de seguridad
- Verifique las condiciones normales de operación del módulo.

Maniobras de Normalización del Interruptor 75.

Condiciones iniciales:

Todo el sistema sobre la Barra 2 y luego verificar:

Cerrado: 52-95; 89-20; 89-21; 89-54 y 89-33.

Abierto: 52-75; 89-32; 89-34; 89-31 y 89-19.

1. Cerrar 89-32 (Posición TR-01).
2. Cerrar 89-34 (Posición TR-01).
3. Cerrar 52-75 (Posición TR-01).
4. Abrir 52-95 (Posición Acoplamiento).
5. Abrir 89-20 (Posición Acoplamiento).
6. Abrir 89-21 (Posición Acoplamiento).
7. Abrir 89-54 (Posición Acoplamiento).
8. Abrir 89-33 (Posición TR-01).
9. Pulsar el botón PN en el relé de la Posición TR-01. (Maniobras Concluidas).

Tiempo aproximado de duración de las maniobras: 10 minutos.

6.2.4. Manual de Mantenimientos

Finalmente, habiendo definido las tareas de mantenimiento de acuerdo a los criterios mencionados anteriormente y la política de seguridad a aplicar, se elabora el presente manual con el fin de estandarizar y sintetizar los trabajos sobre el equipo.

Elaborando una síntesis, pero respetando el orden y el formato de un manual, la misma quedo estructurada de la siguiente manera:

1. Portada.
2. Introducción
3. Objetivos
4. Área de aplicación
5. Responsables
6. Normas consultadas
7. Conceptos
8. Procedimientos
9. Diagrama de flujo

El manual completo se observa en el Anexo A.

V. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Realizando un análisis de criticidad mediante un modelo semicuantitativo y utilizando una matriz propuesta por la norma Norsok Z-013, se logró evaluar la criticidad de catorce interruptores de 220 kV de la ES-COV, resultando el 75 con una alta criticidad, por más del 30% sobre la media de los puntajes asignados.

Se puede afirmar que la Frecuencia de Fallas (FF) del 75, fue el factor determinante para sea el más crítico, ya que fue evaluado con una consecuencia relativamente baja comparado a otros interruptores como se observa en la Tabla 11.

Los interruptores 75 y 79 son los de mayor número de fallas, en coincidencia son de marca y características iguales con una antigüedad de 36 años.

Así también los interruptores 71, 73 y 95 se acercan a la zona media de criticidad, no obstante se puede observar que los interruptores 74, 76, 77, 78, 79, 82, 83, 84 y 86 se encuentran agrupadas en la zona baja de criticidad según la Tabla 12.

La posición Acoplamiento-Transferencia que corresponde al interruptor 95, la mayor parte del tiempo permanece fuera de servicio, de igual manera fue evaluado con una consecuencia relativamente, debido a que siempre debe estar en óptimas condiciones para asumir la carga de cualquier otro interruptor en caso de fallas, eso le convierte en un equipo importante dentro de la configuración de la estación, sin embargo, no se registraron fallas en él durante el periodo de estudio, por lo tanto continua en una zona baja de criticidad.

El interruptor 78 del banco de reactores tuvo la más baja puntuación, esto debido a que solo se utiliza en épocas y horarios de poca carga para bajar los niveles de tensión, puesto que inyecta potencia reactiva inductiva al sistema.

Se tuvo en cuenta la dirección del flujo de potencia, la cantidad de usuarios afectados y la posibilidad de transferencia de la carga para el análisis y las puntuaciones para el Impacto en la Transmisión de Energía (ITE), resultando con mayor valoración los interruptores 87 y 71.

Los interruptores MAGRINI GALILEO del tipo 245MHM E-2V poseen más cantidad de componentes, en consecuencia obtuvieron mayor puntuación en el indicador de Costos de Mantenimiento (CM).

Todos los interruptores tuvieron un máximo puntaje en Impacto Ambiental (IA) debido a que estos equipos poseen sustancias tóxicas que de alguna u otra manera pueden contaminar el ambiente.

Cabe mencionar que existe la posibilidad de transferir las protecciones de cada interruptor sobre el 95, pero para ello el interruptor con problemas tiene que estar en servicio y en condiciones para ser maniobrada. También los seccionadores de potencia deben estar en óptimas condiciones para poder realizar una transferencia de protecciones exitosa.

Todo el análisis y las puntuaciones realizadas fueron de forma individual para cada interruptor y no se tuvo en cuenta las fallas simultáneas de dos o más equipos al mismo tiempo.

Una vez conocido el resultado del análisis se procedió a realizar una comparación entre los tipos de mantenimiento más convenientes a aplicar y que se ajusten a la política de mantenimiento actual de la empresa, a través del cual se optó por el mantenimiento predictivo y preventivo para elaborar un manual que ayudará al personal de la empresa al desarrollo óptimo de las tareas sobre el equipo, el cual posee la información necesaria para la ejecución de los trabajos.

VI. CONCLUSIONES

Mediante el análisis de criticidad realizado a un arreglo de catorce interruptores de potencia de la ES-COV, se determinó que el 75 de la posición TR-01 220/66 kV es el más crítico del proceso, dicha información facilitó la toma de decisiones, que permitió orientar la planificación del mantenimiento para enfocar los esfuerzos y recursos hacia este equipo, con el objetivo de mejorar su confiabilidad operacional.

Se realizó un análisis cualitativo al actual protocolo de mantenimiento de la empresa, que proporcionó la información necesaria para poder realizar los ajustes necesarios al manual, acorde a los recursos de la empresa.

Se optaron por los mantenimientos predictivos y preventivos como los más recomendables para aplicar al equipo, por su nivel de criticidad, por la configuración del sistema y por la adecuación a la actual política de mantenimiento de la empresa.

Las recomendaciones de los fabricantes están basadas en las normas, conforme a las consultas y comparaciones realizadas sobre el mantenimiento de interruptores de potencia.

Con la elaboración del manual de mantenimiento con base a normas, recomendaciones y consultas, se garantiza un trabajo seguro y de calidad sobre el equipo. Adicionalmente, con el manual se busca controlar, estandarizar y sintetizar los procedimientos, que facilitara los trabajos y será de mucha ayuda al personal de la empresa.

La realización del presente proyecto ha contribuido en gran medida al desarrollo profesional del autor.

VII. RECOMENDACIONES

En base a los resultados obtenidos en éste proyecto se plantean las siguientes recomendaciones:

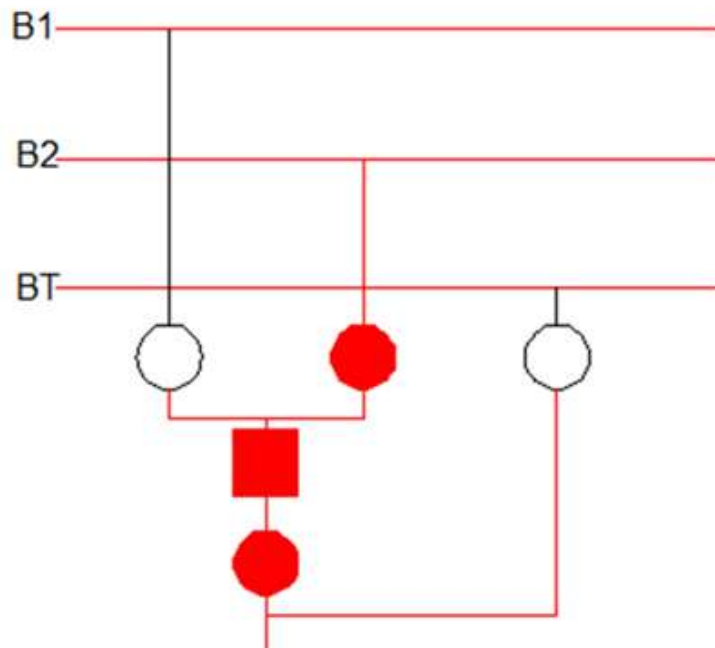
- Crear una base de datos digitalizada de los registros de cargas y de fallas de los equipos, lo cual evitaría la acumulación de papelería y permitiría cálculos exactos y absolutos.
- Desarrollar una metodología para el cálculo aproximado del Impacto en la Transmisión de Energía (ITE) causada por la falla del interruptor.
- Se debe establecer un seguimiento y control al equipo seleccionado, para garantizar la ejecución de las acciones recomendadas y observar la evolución de la misma.
- Se debe analizar la posibilidad de la actualización del análisis de criticidad si las condiciones así lo ameritan, debido a ampliaciones o modificaciones propias del sistema.
- Se debe hacer un seguimiento continuo a los interruptores Magrini Galileo del tipo 245 MHM E - 2V, puesto que con sus 38 años son los interruptores más antiguos de la ES-COV y sufren desgastes propios por la antigüedad.
- Utilizar el manual en equipos similares de la ES-COV y/o en otros locales del sistema, para el control y comparación de las mediciones realizadas.
- Realizar un análisis de criticidad en forma general a la ES-COV para obtener una lista jerarquizada del sistema; dicha lista garantiza la priorización de esfuerzos y recursos hacia los equipos más críticos.
- Se recomienda a futuros estudiantes profundizar sobre el tema y la posibilidad de aplicación de la misma metodología del análisis a otras estaciones similares del sistema.

VIII. APÉNDICE

Apéndice A: Ingeniería de Diseño

Apéndice A.1: Disposición de los equipos de maniobras

Figura 53: Disposición de los equipos de maniobras en 220 kV en condiciones normales del sistema en la ES-COV.



Fuente: [Propia].

Apéndice A.2: Frecuencia de fallas (FF)

Tabla 18: Numero de fallas por año de los interruptores de la ES-COV.

Interruptor Nomenclatura	Fallas				
	2014	2015	2016	2017	Total
83	0	0	0	0	0
84	0	0	0	0	0
74	0	0	0	0	0
78	0	0	1	0	1
75	4	1	5	1	11
76	0	0	2	1	3
77	0	1	2	0	3
79	1	2	2	1	6
71	0	0	1	0	1
82	0	0	2	1	3
73	0	0	0	1	1
86	0	1	0	0	1
87	0	0	0	0	0
95	0	0	0	0	0
Total					30

Fuente: ES-COV-(ANDE).

Apéndice A.2.1: Cálculo de frecuencia de fallas (FF) de los interruptores de la ES-COV

- 52-83

$$f = \frac{N}{T} = \frac{0}{4} = 0$$

- 52-84

$$f = \frac{N}{T} = \frac{0}{4} = 0$$

- 52-74

$$f = \frac{N}{T} = \frac{0}{4} = 0$$

- **52-78**

$$f = \frac{N}{T} = \frac{1}{4} = 0,25$$

- **52-75**

$$f = \frac{N}{T} = \frac{11}{4} = 2,75$$

- **52-76**

$$f = \frac{N}{T} = \frac{3}{4} = 0,75$$

- **52-77**

$$f = \frac{N}{T} = \frac{3}{4} = 0,75$$

- **52-79**

$$f = \frac{N}{T} = \frac{6}{4} = 1,5$$

- **52-71**

$$f = \frac{N}{T} = \frac{1}{4} = 0,25$$

- **52-82**

$$f = \frac{N}{T} = \frac{3}{4} = 0,75$$

- **52-73**

$$f = \frac{N}{T} = \frac{1}{4} = 0,25$$

• **52-86**

$$f = \frac{N}{T} = \frac{1}{4} = 0,25$$

• **52-87**

$$f = \frac{N}{T} = \frac{0}{4} = 0$$

• **52-95**

$$f = \frac{N}{T} = \frac{0}{4} = 0$$

Tabla 19: Frecuencia de fallas (FF) de los interruptores de potencia de la ES-COV.

Interruptor Nomenclatura	Frecuencia de Fallas (FF)
83	0
84	0
74	0
78	0,25
75	2,75
76	0,75
77	0,75
79	1,5
71	0,25
82	0,75
73	0,25
86	0,25
87	0
95	0

Fuente: [Propia].

Tabla 20: Frecuencia de fallas de interruptores de la ES-COV.

Clases	Límite inferior	Límite superior	Media	Frecuencia absoluta	Frecuencia relativa
	Igual a 0		0	5	0,357
1	0	0,55	0,275	4	0,286
2	0,55	1,1	0,825	3	0,214
3	1,1	1,65	1,375	1	0,071
4	1,65	2,2	1,925	0	0,000
5	2,2	2,75	2,475	1	0,071
	Mayor que 2,75			0	0,000

Fuente: [Propia].

Apéndice A.3: Transferencia de potencia por el interruptor (TPI)

Tabla 21: Potencia en MW que puede transmitir cada interruptor a los usuarios.

Interruptor Nomenclatura	Potencia
	MW
83	100
84	100
74	95
78	0
75	10
76	81
77	135
79	15
71	160
82	85
73	26
86	135
87	55
95	0

Fuente: ES-COV-(ANDE).

Tabla 22: Frecuencia de la potencia interrumpida.

Clases	Límite inferior	Límite superior	Media	Frecuencia absoluta	Frecuencia relativa
	Igual a 0		0	2	0,143
1	0	32	16	3	0,214
2	32	64	48	1	0,071
3	64	96	80	3	0,214
4	96	128	112	2	0,143
5	128	160	144	3	0,214
	Mayor de 160			0	0,000

Fuente: [Propia].

Apéndice A.4: Tiempo promedio para reparar (TPPR)

Tabla 23: TPPR anual de los interruptores de potencia de la ES-COV.

Interruptor Nomenclatura	Horas de Inactividad	N° de fallas	TPPR
83	0	0	0
84	0	0	0
74	0	0	0
78	16	1	16
75	40	11	3,64
76	24	3	8,00
77	24	3	8,00
79	16	6	2,67
71	8	1	8
82	16	3	5,33
73	16	1	16
86	8	1	8
87	0	0	0
95	0	0	0

Fuente: ES-COV-(ANDE).

Tabla 24: Tabla de frecuencias del TPPR.

Clases	Límite inferior	Límite superior	Media	Frecuencia absoluta	Frecuencia relativa
	Igual a 0		0	7	0,500
1	0	3,2	1,6	1	0,071
2	3,2	6,4	4,8	4	0,286
3	6,4	9,6	8	0	0,000
4	9,6	12,8	11,2	0	0,000
5	12,8	16	14,4	2	0,143
	Mayor de 16			0	

Fuente: [Propia].

Apéndice A.5: Valoración de la criticidad de los interruptores de la ES-COV.

Tabla 25: Matriz propuesta por la Norma Norsok Z-013.

Probabilidad Creciente →	Media	Inaceptable	Inaceptable	Inaceptable
	Aceptable	Media	Inaceptable	Inaceptable
	Aceptable	Aceptable	Media	Inaceptable
	Aceptable	Aceptable	Aceptable	Media
Consecuencia Creciente →				

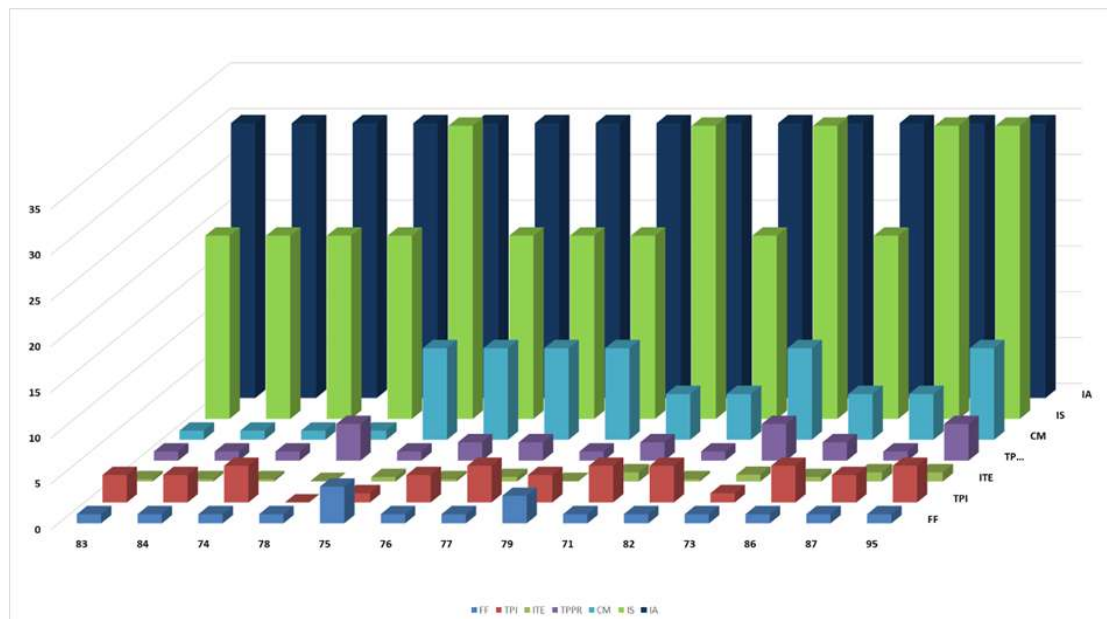
Fuente: [22]

Tabla 26: Intervalos de evaluación de la criticidad en interruptores.

Consecuencias	Mayor que 90	MEDIA	ALTA	ALTA	ALTA
	72 a 90	BAJA	MEDIA	ALTA	ALTA
	67 a 71	BAJA	BAJA	MEDIA	ALTA
	0 a 66	BAJA	BAJA	BAJA	MEDIA
		0 - 1,1	1,1 - 2,2	2,2 - 2,75	Mayor que 2,75
Frecuencia de Fallas					

Fuente: [Propia]

Figura 54: Resultado del análisis de criticidad de los interruptores de la ES-COV.



Fuente: [Propia]

Apéndice B: Costos

Apéndice B.1: Costos aproximados de los trabajos de mantenimiento.

Tabla 27: Costo por Km de un Automotor.

Concepto	(Gs)	(Año)	(km)	(Gs/km)
Precio nuevo	300.000.000			
Valor residual	150.000.000	5		
Recorrido promedio		1	12.000	
Valor amortización				2.500
Interés del Capital (47,51% anual)				5.939
Seguro (12% anual)				3.000
Patente (3,52% anual)				73
Combustible	6.500		10	650
Mantenimiento	1.000.000		5.000	200
Lavado	50.000		1.000	50
Reparaciones menores	1.200.000		12.000	100
Repuestos (2% costo automóvil)				500
Neumáticos	2.600.000		40.000	65
TOTAL				13.077

Fuente: [Propia]

Tabla 28: Salario por hora de cada personal implicado en el mantenimiento.

TÉCNICO	SALARIO BASE	SALARIO POR HORA
JR	4.500.000	18.750,0
PL	5.500.000	22.916,7
SR	6.500.000	27.083,3
ES	7.500.000	31.250,0
OPERACIONAL		
4	3.900.000	16.250,0
3	4.350.000	18.125,0
2	4.900.000	20.416,7
1	5.500.000	22.916,7
PROFESIONAL		
JR	7.065.200	29.438,3
PL	9.083.400	37.847,5
SR	11.805.900	49.191,3
ES	15.754.200	65.642,5

Fuente: Vector Salarial 2018 - (ANDE).

Tabla 29: Número de personas y vehículos utilizados para cada trabajo de mantenimiento.

Mantenimiento	Personal						Vehículo
Preventivo	Electromecánico	Electricista	Mediciones	Protecciones	Operador	Total	Nº
6M	3	1				4	1
1A	4	2		2	1	9	3
4A	4	2			1	7	2
Recomendado por Fabricante	6	2			2	10	3 + 1 grúa
Predictivo							
7D					1	1	
1M					1	1	
6M			2			2	1
1A			4		1	5	1
4A			2			2	1

Fuente: [Propia]

Tabla 30: Tiempos y costos estimados para mantenimiento.

Mantenimiento	Horas de Trabajo	Viáticos		Materiales y herramientas	Otros
Preventivo		(Gs)	Días	(Gs)	Gs
6M	4	300.000	1,5	150.000	20.000
1A	8	300.000	2	300.000	40.000
4A	24	300.000	3	500.000	40.000
Recomendado por Fabricante	32	300.000	4	1.000.000	500.000
Predictivo					
7D	0,25				
1M	0,5				
6M	4	300.000	1,5		20.000
1A	8	300.000	2		20.000
4A	4	300.000	1,5		20.000

Fuente: [Propia]

IX. ANEXO

Anexo A. Manual de Mantenimiento



2019

MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO PARA EL INTERRUPTOR DE 220 kV CON MAYOR NIVEL DE CRÍTICIDAD DE LA ESTACIÓN CORONEL OVIEDO DE LA ANDE



AUTOR: CARLOS RAMÓN

AVALOS GARCIA

ADMINISTRACIÓN

NACIONAL DE

ELECTRICIDAD

24-6-2019

Tabla de contenido

1. Introducción	1
2. Objetivos.....	1
3. Área de aplicación.	1
4. Responsables.	1
5. Políticas.	1
6. Normas consultadas para mantenimiento y pruebas en interruptores de potencia. .	3
7. Conceptos.	3
8. Procedimientos.....	6
8.1. Ordenes de trabajo.	6
8.2. Grupo de trabajo para mantenimiento preventivo y predictivo.	6
8.3. Procedimientos generales de Seguridad para trabajos de mantenimiento dentro de la Estación.	7
8.4. Las 5 REGLAS de ORO para trabajos eléctricos sin tensión.....	8
8.5. Maniobras de desenergización del Interruptor 75.	10
8.6. Mantenimiento predictivo.	12
8.6.1. Semanal-7D.....	12
8.6.2. Mensual-1M.....	12
8.6.3. Semestral-6M	12
8.6.4. Anual-1A.....	12
8.6.5. Cuatrienal-4A.....	13
8.7. Mantenimiento preventivo.	13
8.7.1. Trimestral-3M	13
8.7.2. Anual-1A.....	14
8.7.3. Mantenimiento general recomendado por fabricante.	15
8.8. Procedimientos de devolución de la maniobra.....	15
8.9. Maniobras de Normalización del Interruptor 75.....	16
8.10. Informes del mantenimiento.....	16
8.11. Equipos, herramientas y materiales utilizados para el mantenimiento.....	16
9. Diagrama de flujo.....	19



MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO PARA EL INTERRUPTOR DE 220 KV CON MAYOR NIVEL DE CRÍTICIDAD DE LA ESTACIÓN CORONEL OVIEDO DE LA ANDE

1. Introducción

El Manual de Mantenimiento es un documento imprescindible para cualquier tipo de industria. Refleja la filosofía, política, organización, procedimientos de trabajo y de control de esta área de empresa. Disponer de un manual de mantenimiento facilita una acción planificada y eficiente del mantenimiento. Permite la formación de personal nuevo e induce el desarrollo de un ambiente de trabajo adecuado a establecer una conducta responsable y participativa del personal y al cumplimiento de los deberes establecidos.

Teniendo en cuenta lo anterior, este manual brindará al personal de ANDE, los pasos a seguir para un mantenimiento preventivo y predictivo óptimo a ser ejecutadas sobre el interruptor más crítico de la ES-COV.

2. Objetivos

- Estandarizar y sistematizar los procedimientos.
- Controlar y facilitar las actividades de mantenimiento preventivo y predictivo realizadas sobre el equipo.
- Establecer normas de seguridad relacionadas con el trabajo de mantenimiento.

3. Área de aplicación.

El presente Manual es utilizado para el mantenimiento del interruptor 75 que resultó ser el más crítico de la ES-COV, pero a la vez puede ser aplicado a equipos similares dentro la ES-COV y del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

4. Responsables.

Las diferentes secciones del departamento GT/MET encargado de los mantenimientos de los equipos de potencia en conjunto con el departamento GT/TCE son los encargados de la ejecución de las acciones y de la actualización de este manual.

5. Políticas.

Las políticas de mantenimiento se encuentran regidas al actual protocolo de mantenimiento de la empresa por los siguientes criterios y procedimientos:



MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO PARA EL INTERRUPTOR DE 220 KV CON MAYOR NIVEL DE CRÍTICIDAD DE LA ESTACIÓN CORONEL OVIEDO DE LA ANDE

1. Para todo el personal implicado en las tareas de mantenimiento se le exigirá el cumplimiento de las normas de seguridad para evitar accidentes.
2. Todos los trabajos de mantenimiento preventivo y predictivo a ser realizados sobre el equipo serán programadas y solicitadas con antelación por el área de mantenimiento.
3. La Orden de Trabajo (OT) debe ser escrita en formato digital y enviada por correo electrónico al departamento correspondiente. Debe contener las especificaciones concisas y claras de lo que se requiere.
4. El operador de la Estación en coordinación con el Despacho de Carga (DC) y el jefe de cuadrilla de Mantenimiento son los encargados de liberar el equipo en caso que sea necesario.
5. Se deberá respetar las 5 reglas de oro para los trabajos eléctricos sin tensión antes de realizar las labores de mantenimiento en el patio.
6. El operador es el encargado de habilitar la Autorización de Trabajo (AT) con la aprobación del Despacho de Cargas para luego entregársela al encargado de cuadrilla.
7. El personal de mantenimiento deberá portar el uniforme adecuado y autorizado para el desempeño de sus funciones dentro del patio de maniobras de 220 kV que consta de lo siguiente (camisa color caqui y pantalón azul marino, zapatones, casco de seguridad, cinturón, arnés, guantes, gafas y otros).
8. El personal de mantenimiento deberá devolver al final de cada trabajo la Autorización de Trabajo (AT) llenado con las actividades que fueron realizadas sobre el equipo.
9. Realizar recorridos de verificación a las instalaciones para detectar necesidades de mantenimiento.
10. Garantizar un trabajo de calidad para el buen funcionamiento del equipo.

~ 2 ~



MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO PARA EL INTERRUPTOR DE 220 KV CON MAYOR NIVEL DE CRÍTICIDAD DE LA ESTACIÓN CORONEL OVIEDO DE LA ANDE

6. Normas consultadas para mantenimiento y pruebas en interruptores de potencia.

Las normas consultadas para la elaboración del Manual de Mantenimiento son:

- ANSI/NETA ATS-2009.
- ANSI/IEEE C37.09-1979.
- IEEE Std C37.10-1995.
- IEEE Std C57.12.90-1999.
- High-voltage switches- Part 1; Switches for rated voltages above 1 kV and less than 52 kV^m - IEC 62271-103 ed1.0 (2011-06).
- High-voltage switches- Part 2; High-voltage switches for rated voltages of 52 kV and above^m. - IEC - 62271-104 ed1.0 (2009-04).
- Specification of technical grade sulfur hexafluoride (sf6) for use in electrical equipment. - IEC – IEC – 60376- 2006.
- High-voltage switchgear and controlgear - Part 101: Synthetic testing. - IEC 62271 – 101 – 2006

7. Conceptos.

Equipo: elemento que constituye el todo o parte de una maquina o instalación que; por sus características, tiene datos, historial y programas de reparación propios.

Interruptor de Potencia: dispositivo electromecánico cuya función principal es la de conectar y desconectar circuitos eléctricos bajo condiciones normales o de falla.

Seccionador de Potencia: es un componente electromecánico que permite separar de manera mecánica un circuito eléctrico de su alimentación, garantizando visiblemente una distancia satisfactoria de aislamiento eléctrico. El seccionador no posee mecanismo de supresión de arco eléctrico y por tanto carece de poder de corte.

Estación Coronel Oviedo (ES-COV): estación transformadora del Sistema Interconectado Nacional (SIN), ubicada en la ciudad de Coronel Oviedo perteneciente a la empresa estatal de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE).

Mantenimiento Preventivo: mantenimiento programado que se efectúa a un bien, servicio o instalación con el propósito de reducir la probabilidad de fallo, mantener condiciones seguras y preestablecidas de operación, prolongar la vida útil y evitar

~ 3 ~



MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO PARA EL INTERRUPTOR DE 220 KV CON MAYOR NIVEL DE CRÍTICIDAD DE LA ESTACIÓN CORONEL OVIEDO DE LA ANDE

accidentes. El mantenimiento preventivo tiene la finalidad de evitar que el equipo falle durante el periodo de su vida útil; y la técnica de su aplicación se apoya en experiencias de operación que determinan que el equipo, después de pasar el periodo de puesta en servicio, reduzca sus posibilidades de falla.

Mantenimiento Predictivo: son pruebas que se realizan a los equipos con el propósito de conocer su estado actual y predecir posibles fallas que se podrían ocasionar. El resultado de este mantenimiento permite tomar acciones correctivas y/o preventivas para optimizar su funcionamiento. El mantenimiento predictivo tiene la finalidad de anticiparse a que el equipo falle; la técnica de su aplicación se apoya en la experiencia adquirida con resultados estadísticos, que determinan que el equipo está más propenso a fallar cuando se encuentra en el periodo inicial de operación, a partir de su puesta en servicio y cuando se acerca al final de su vida útil.

Inspecciones: la inspección es la primera actividad del mantenimiento y establece someter a la subestación y al equipo en particular a una serie de observaciones detalladas y obtención de datos característicos a fin de tener una información del estado físico y operación de los mismos.

Revisión: se refiere a un estado físico del equipo con la finalidad de detectar daños, anomalías y/o deficiencias.

Defecto: eventos en los equipos que no impiden su funcionamiento, todavía pueden a corto o largo plazo, provocar su indisponibilidad.

Diagnóstico: es el resultado del análisis de una situación dada, que permiten tener un conocimiento y una descripción precisa de dicha situación, con el fin de solucionar los problemas identificados.

Equipo Criterio: es aquel equipo que cuando falla provoca serias consecuencias en la operación del sistema, como son seguridad, producción, costos, etc.

Criterio de datos del fabricante: este procedimiento permite información sobre límites de vida esperada, periodos de tiempo para efectuar pruebas y dar mantenimiento en función del servicio del equipo.

Protocolo de Pruebas: conjunto de operaciones y registros a realizar en la recepción de equipos o sistemas, con definición de alcance, datos de los resultados obtenidos,



MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO PARA EL INTERRUPTOR DE 220 KV CON MAYOR NIVEL DE CRÍTICIDAD DE LA ESTACIÓN CORONEL OVIEDO DE LA ANDE

registro de fecha y firma del responsable, para su entrega a una responsable del mantenimiento de la empresa por otra responsable de su realización.

Termografía: es una técnica que permiten detectar temperaturas a distancia y sin necesidad de contacto físico con el objeto. La inspección termográfica se debe realizar durante los periodos de máxima demanda del sistema, identificando las fallas presentadas y el grado de urgencia para su reparación.

Zona de Aislamiento: suministrar un ambiente seguro que independice a las personas y los equipos de los peligros, ésta se produce cuando se cubre un elemento de una instalación eléctrica con un material que no es conductor de la electricidad.

Bloqueo: instalar un candado sobre un dispositivo fijo asociado con el equipo o sistema, evitando una activación inadvertida del peligro o alteración de la posición.

Peligro: situación, fuente o acto que puede causar daño al (os) trabajador (es) o la(s) organización(es).

Autorización de trabajo (AT): autorización por escrito que permite la realización de un trabajo, que incluye la ubicación y el tipo de actividad a realizar, el mismo certifica que los riesgos fueron evaluados por personal capacitado y se determinaron las medidas de control necesarias para la realización segura del trabajo.

Energización: suministrar tensión a un equipo o elemento eléctrico.

Distancias mínimas de seguridad: las distancias mínimas de seguridad para los trabajos en tensión a efectuar en la proximidad de las instalaciones no protegidas y sometidas tensión, son las medidas entre el punto más próximo en tensión y cualquier parte externa del trabajador, herramientas o elementos que pueda manipular en movimientos voluntarios o accidentales.

Pértiga: Es un tubo telescópico de material aislante dotado de una grapa que permite la conexión a la catenaria. A esta grapa va unido un cable que posibilita cortocircuitar la línea con el carril. Se utiliza como medio de seguridad para contrarrestar cualquier puesta en tensión accidental de la línea mientras se esté trabajando en ella.

Puesta a tierra: grupo de elementos conductores equipotenciales, en contacto eléctrico con el suelo o una masa metálica de referencia común, que distribuye las



MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO PARA EL INTERRUPTOR DE 220 KV CON MAYOR NIVEL DE CRÍTICIDAD DE LA ESTACIÓN CORONEL OVIEDO DE LA ANDE

corrientes eléctricas de falla en el suelo o en la masa. Comprende electrodos, conexiones y cables enterrados.

Estado de precaución: cuidado y prudencia que una persona debe tener al actuar o manipular un equipo en servicio dentro de una instalación.

Estado de reparación: cuando un equipo se encuentra fuera de servicio para ser sometido a una tarea de mantenimiento.

Elementos conductores: todos aquellos que son susceptibles de conducir corrientes eléctricas.

Diagrama de Flujo: representación gráfica de los pasos de un proceso, que se realiza para entender mejor al mismo. Es una de las siete herramientas de la calidad.

8. Procedimientos.

8.1. Ordenes de trabajo.

En la reunión de trabajo que se realiza semanalmente, los Ingenieros encargados de cada sección de mantenimiento deberán coordinar un trabajo en conjunto para solicitar una Orden de Trabajo (OT) para el mantenimiento del equipo, lo cual entrará en programación y será remitido en formato digital por correo electrónico hasta el Departamento de Transmisión Centro (GT/TCE) que a su vez hará llegar impreso hasta la ES-COV donde se encuentra el equipo en cuestión. Toda actividad que se desea realizar ya sea en estado de precaución y/o reparación requiere tramitar una Autorización de Trabajo (AT), tal como se adjunta en el Anexo 2.

8.2. Grupo de trabajo para mantenimiento preventivo y predictivo.

- Un (1) Ingeniero responsable de los trabajos.
- Un (1) Ingeniero inspector de seguridad.
- Cuatro (4) Técnicos calificados para trabajos electromecánicos.
- Dos (2) Técnicos calificados para trabajos eléctricos.
- Un (1) Operador de grúa.
- Dos (2) Técnicos calificados para trabajos de mediciones de control.
- Dos (2) Técnicos calificados para trabajos de protecciones y mediciones.
- Un (1) Operador de Estaciones y Subestaciones.

~ 6 ~



MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO PARA EL INTERRUPTOR DE 220 KV CON MAYOR NIVEL DE CRÍTICIDAD DE LA ESTACIÓN CORONEL OVIEDO DE LA ANDE

8.3. Procedimientos generales de Seguridad para trabajos de mantenimiento dentro de la Estación.

- Todo trabajo eléctrico deberá estar soportado por un permiso de trabajo que deberá ser solicitado al inicio y cerrado al finalizar las labores correspondientes.
- Todo trabajo eléctrico en estado de reparación, el equipo deberá ser bloqueado.
- Todo trabajo en una instalación eléctrica sólo podrá ser realizada por personal calificado y autorizado.
- Utilizar los elementos de protección personal adecuados como son: casco dieléctrico, guantes de protección de acuerdo al trabajo a realizar, zapatos dieléctricos, gafas de seguridad contra rayos ultravioleta, cinturón de seguridad, arnés, linterna, pinza amperométrica, conexiones a tierra portátiles.
- 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.
- En caso de tormentas eléctricas, los trabajos serán interrumpidos o no iniciados, retirando al personal del área hasta que las condiciones atmosféricas vuelvan a ser favorables.
- Señalizar la zona de trabajo.
- Los trabajadores deben asegurarse de contar con los equipos y materiales de trabajo necesario de acuerdo a las características del trabajo, tensión de servicio y método de trabajo a emplear.
- El casco de seguridad es de uso obligatorio para las personas que realicen trabajos dentro del patio de maniobras 220 kV.
- 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.
- Los andamios deben ser aislados.
- El cinturón de seguridad o el arnés de cuerpo entero es de uso obligatorio para todo aquel que deba ascender a un poste o estructura.

~ 7 ~



MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO PARA EL INTERRUPTOR DE 220 KV CON MAYOR NIVEL DE CRÍTICIDAD DE LA ESTACIÓN CORONEL OVIEDO DE LA ANDE

- Es responsabilidad de los trabajadores mantener las condiciones de aseo y funcionamiento adecuadas del sitio de trabajo al comienzo, durante y al final de las actividades de mantenimiento y de la señalización de las zonas.
- 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 de que existan dudas o anomalías durante la ejecución del trabajo, este debe suspenderse hasta que la duda o anomalía haya sido resuelta adecuadamente.

8.4. Las 5 REGLAS de ORO para trabajos eléctricos sin tensión.

Primera Regla: Corte Efectivo de todas las Fuentes de Tensión.

Esta regla implica abrir, con corte visible (que se pueda comprobar por inspección visual la apertura del circuito eléctrico), todas las fuentes de tensión a través de interruptores, fusibles, seccionadores, puentes, uniones desarmables u otros dispositivos de corte, de tal manera que se impida el retorno de tensión.

Segunda Regla: Bloqueo de los Aparatos de Corte.

Por enclavamiento o bloqueo se deberá entender el grupo de acciones tendientes a impedir el accionamiento accidental de los aparatos de corte, que puede deberse a diversas causas como un error humano, acción de terceros o un fallo técnico.

Existen diferentes formas de realizar el bloqueo de los aparatos de corte:

Bloqueo mecánico: que consiste en inmovilizar un mando de los aparatos a través de candados, cerraduras, cadenas etc.

Bloqueo físico: que consiste en impedir el accionamiento del aparato de corte colocando un elemento de bloqueo entre las cuchillas del mismo, de modo que se imposibilite la unión de sus contactos,

Bloqueo eléctrico: consiste en imposibilitar la operación del aparato de corte abriendo su circuito de accionamiento

La señalización de los aparatos de corte deberá ubicarse en el respectivo mando de accionamiento, o en el propio aparato o en su vecindad, si es que este no dispone de



MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO PARA EL INTERRUPTOR DE 220 KV CON MAYOR NIVEL DE CRÍTICIDAD DE LA ESTACIÓN CORONEL OVIEDO DE LA ANDE

tal dispositivo de mando. En el caso de aparatos que adicionalmente cuenten con accionamientos a distancia, la señalización se deberá instalar en ambos mandos.

Tercer Regla: Comprobación de Ausencia de Tensión.

Esta regla implica medir la tensión usando equipo de medición y protección personal adecuado, hasta tener la completa certeza de que todas las posibles fuentes de tensión han sido abiertas. "Hasta que se haya demostrado la ausencia de tensión se deberá proceder como si las instalaciones estuvieran energizadas".

La medición de tensión deberá ser efectuada en todos los conductores y equipos que se encuentren en la zona en que se realicen los trabajos.

Para ello se utilizarán los equipos de medición adecuados a las características de los elementos a medir.

Previamente a la medición deberá verificarse el funcionamiento de los instrumentos de medición. Para ello se pulsará el botón de prueba en aquellos instrumentos de prueba luminosos o sonoros que dispongan del mismo (chicharas). En caso contrario se deberá poner éste en contacto con un elemento para el cual se haya comprobado que se encuentra energizado.

Cuarta Regla: Puesta a Tierra y en Cortocircuito de Todas las Fuentes Posibles de Tensión.

Se entenderá por puesta a tierra y en cortocircuito la acción de conectar parte de un equipo o circuito eléctrico a tierra, y luego unir entre si todas las fases mediante un elemento conductor de material y sección adecuada y con conectores normalizados.

Se debe considerar que aun cuando se hayan aplicado las anteriores reglas, aún existe riesgo de electrocución para el personal que vaya a efectuar los trabajos:

- Por efectos capacitivos
- Pueden surgir tensiones inesperadas una vez comenzados los trabajos, los cuales pueden alcanzar valores muy diversos y tener diversos orígenes: tensiones por fenómenos de inducción magnética, caída de conductores en cruces de línea, tensiones por fenómenos atmosféricos y por cierre intempestivo.

Un equipo de puesta a tierra debe constar esencialmente de los siguientes elementos:



MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO PARA EL INTERRUPTOR DE 220 KV CON MAYOR NIVEL DE CRÍTICIDAD DE LA ESTACIÓN CORONEL OVIEDO DE LA ANDE

- Pinzas (conectores, mordazas, terminales) de conexión.
- Grampas.
- Conductores de puesta a tierra.
- Conductor de puesta en cortocircuito.

Algunos aspectos que se deben considerar al realizar el proceso de conexión de la puesta a tierra son:

Debe hacerse uso en todo momento de los implementos de seguridad: pértiga, guantes aislantes del nivel de tensión que corresponda, casco y cinturón de seguridad.

Previo a la conexión se debe descartar la presencia de tensión en el elemento a ser conectado a tierra. Para ellos debe utilizarse un detector de tensión acoplado a la pértiga, siguiendo las recomendaciones dadas en la tercera regla.

Las tierras de trabajo deberán ser instaladas lo más cerca posible de las instalaciones donde se ejecutará el trabajo y ubicada a la vista de los trabajadores.

Se utilizará un número de ellas que permita aislar completamente la zona de trabajo de todas las fuentes posibles de tensión.

Quinta Regla: Señalizar la Zona de Trabajo.

Deben colocarse señales de seguridad adecuadas, delimitando las zonas de trabajo.

Se debe delimitar la zona de trabajo con cintas, vallas y cadenas, que se deben acompañar de banderolas y carteles.

Se deben utilizar 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.

8.5. Maniobras de desenergización del Interruptor 75.

Las maniobras tanto para los interruptores y seccionadores se pueden realizar de las siguientes maneras y respetando siempre el orden:

- a) Eléctrico a distancia desde el sistema scada ubicado en la sala de mando.
- b) Eléctrico a distancia desde el panel de la posición ubicado en la sala de mando.
- c) Eléctrico local a pie de equipo en el patio de maniobras.
- d) Manual a manivela a pie de equipo para los seccionadores.



MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO PARA EL INTERRUPTOR DE 220 KV CON MAYOR NIVEL DE CRÍTICIDAD DE LA ESTACIÓN CORONEL OVIEDO DE LA ANDE

Para todos los trabajos de mantenimiento en estado de reparación sobre el interruptor 75 se procederá a realizar las siguientes maniobras para liberación del equipo:

Transferencia de protecciones del 75 sobre el 95

Condiciones iniciales:

Todo el sistema sobre la Barra 2 y luego verificar:

Cerrado: 52-75; 89-32 y 89-34.

Abierto: 52-95; 89-19; 89-20; 89-54; 89-21; 89-33; 89-31 y todos los seccionadores de las posiciones que se encuentran sobre la Barra de Transferencia.

Tiempo aproximado de duración de las maniobras: 10 minutos.

1. Cerrar 89-33 (Posición TR-01).
2. Cerrar 89-20 (Posición Acoplamiento).
3. Cerrar 89-54 (Posición Acoplamiento).
4. Cerrar 89-21 (Posición Acoplamiento).
5. Cerrar 52-95 (Posición Acoplamiento).
6. Abrir 52-75 (Posición TR-01).
7. Abrir 89-32 (Posición TR-01).
8. Abrir 89-34 (Posición TR-01).
9. Pulsar el botón PT en el relé de la Posición TR-01. (Maniobras Concluidas).

Observación: Con estas maniobras el TR-01 permanece en servicio y no hay pérdida de carga.

Una vez finalizada las maniobras, el operador de la estación en compañía del encargado de cuadrilla de Mantenimiento, deben realizar un recorrido por el patio 220 kV y efectuar las siguientes acciones y verificaciones:

- Verificar apertura de interruptor y seccionadores.
- Realizar bloqueo eléctrico y mecánico del interruptor y seccionadores.
- Verifique la ausencia de alta tensión con el detector.
- Realizar aterramiento con puesta a tierra portátil ambos lados del interruptor en las 3 fases.
- Colocar letreros de seguridad de "no operar equipos".
- Demarque el área de trabajo con una sola entrada hacia dicha área.

~ 11 ~



MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO PARA EL INTERRUPTOR DE 220 KV CON MAYOR NIVEL DE CRÍTICIDAD DE LA ESTACIÓN CORONEL OVIEDO DE LA ANDE

- Ubique un sitio definido para la colocación de herramientas e instrumentos necesarios para el mantenimiento.

Después de realizar estas acciones el operador le hace entrega de la Autorización de Trabajo (AT) al encargado o responsable del trabajo.

Concluida las labores de mantenimiento y devuelta la AT, el operador deberá verificar y comprobar que la zona ya este despejada de toda persona u objeto que pueda interferir en la maniobra de energización, todo esto siempre acompañado por el jefe de cuadrilla.

8.6. Mantenimiento predictivo.

8.6.1. Semanal-7D

En estado de precaución.

- Tomar nota de la presión del gas SF6 de cada polo.
- Tomar nota de la presión del aire.

8.6.2. Mensual-1M

En estado de precaución.

- Cumplir con la inspección semanal y adicionalmente.
- Realizar una inspección visual general y controlar la limpieza de aisladores, signos de corrosión de las partes metálicas, sistema de aterramiento, daños físicos, sedimentación y/o pérdida de aceites.
- Tomar nota del número de maniobras que el interruptor ha efectuado.
- Tomar nota del número de funcionamiento del compresor de aire.

En el Anexo 2 se observa la planilla utilizada para el control semanal y mensual.

8.6.3. Semestral-6M

En estado de precaución.

- Control termográfico a los conectores y puentes de entrada y salida del interruptor, comprobando si esta temperatura no supera los 60°C, que se considera normal. Si se encuentra entre 60 y 75 °C, tiene una valoración leve; si ésta es mayor a 75°C, se califica como grave.

8.6.4. Anual-1A

En estado de reparación.

- Resistencia de Aislación.

~ 12 ~



MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO PARA EL INTERRUPTOR DE 220 KV CON MAYOR NIVEL DE CRÍTICIDAD DE LA ESTACIÓN CORONEL OVIEDO DE LA ANDE

Los valores de resistencia de aislamiento recomendado por la norma IEC deben ser superiores a los 100.000 (MΩ) si los componentes aislantes están en buenas condiciones.

- Factor de pérdida y capacitancia.

Las pérdidas no debe ser mayor a 50 (mW) máximo, F.P.: 1%.

- Resistencia de contactos.

La resistencia de contacto para este tipo de interruptor varía entre el $30 \geq 100$ ($\mu\Omega$) por cámara.

- .Control de tiempo de operación.

Los valores recomendados tanto por la norma IEC y por el fabricante son:

- Apertura 2 (ms).
- Cierre 3 (ms).

Se recomienda que las pruebas sean realizadas en ambiente seco y soleado para que las mediciones sean precisas. Se suspenderán los trabajos si hay una humedad relativa superior al 75%.

8.6.5. Cuatrienal-4A

En estado de precaución.

- Medir la humedad del gas SF6 y, si el resultado es mayor a 30 ppm, cambiar el gas y los filtros moleculares.

8.7. Mantenimiento preventivo.

8.7.1. Trimestral-3M

En estado de precaución.

- Controlar el nivel de aceite lubricante en el compresor de aire y si es necesario cambiar o añadir aceite nuevo.
- Controlar presión de actuación (arranque, parada, alarmas o bloqueos por aire).
- Descargar el condensado eventualmente acumulado en los tanques de aire.
- Limpiar filtro de aspiración del compresor de aire.
- Limpiar el filtro ubicado antes de la válvula de descarga del condensado.
- Controlar la presión de gas de cada polo e inyectar SF6 en los polos que eventualmente tienen presión inferior al valor nominal.

~ 13 ~



MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO PARA EL INTERRUPTOR DE 220 KV CON MAYOR NIVEL DE CRÍTICIDAD DE LA ESTACIÓN CORONEL OVIEDO DE LA ANDE

8.7.2. Anual-1A.

En estado de reparación.

- Dejar sin tensión y poner a tierra los dos extremos de los conductores primarios del interruptor.
- Dejar sin tensión el mecanismo de mando y el compresor.
- Limpieza manual de porcelanas con trapo.
- Cambio de tornillería y mantenimiento a conectores de alta tensión, aplicar grasa conductora en terminales del conector.
- Detectar y corregir escapes de SF6 por racores, manómetros, bridas y tuberías.
- Comprobar que las puntas de los indicadores de posición (abierto-cerrado) estén bien alineados a las muescas correspondientes a cada polo.
- Comprobar que los amortiguadores no pierdan aceite en correspondencia a los pistones y que estos tengan un resalto de 29 mm y un recorrido de 21-22 mm.
- Controlar el buen funcionamiento de los contactos de alarma y enclavamiento por baja presión de aire y gas SF6.
- Verificación y prueba de mando local y a distancia, apertura y cierre.
- Comprobar que todos los pivotes de las transmisiones mecánicas entre mecanismo de mando, interruptor y conmutadores auxiliares se encuentren bien lubricados.
- Limpiar los filtros de las válvulas de mando de los mecanismos de mando.
- Comprobar que todos los bornes de los circuitos de mando y señalización estén bien cerrados.
- Localizar y eliminar eventuales pérdidas en los circuitos de gas y aire.
- Comprobar el buen funcionamiento de las resistencias de calefacción y anticondensación.
- Comprobar la eficiencia de todos los tornillos, tuercas, pasadores y que nada anormal se note en las piezas accesibles de los mecanismos de mando.
- Verificación de disparos por protecciones.

~ 14 ~



MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO PARA EL INTERRUPTOR DE 220 KV CON MAYOR NIVEL DE CRÍTICIDAD DE LA ESTACIÓN CORONEL OVIEDO DE LA ANDE

8.7.3. Mantenimiento general recomendado por fabricante.

En estado de reparación.

- Con cada 500 kA acumulados maniobrando corrientes comprendidas entre el 10 y el 100% de la capacidad de interrupción nominal del interruptor, renovar los contactos, limpiar el interior de cada elemento de interrupción, renovar los filtros moleculares y cambiar el gas por otro nuevo o regenerado.
- Cada 3000 + 5000 operaciones, cambiar los amortiguadores sea de apertura o de cierre.
- Cada 4 años (o también cada 2000 operaciones), desgrasar, inspeccionar y renovar la lubricación de los pasadores de todas las transmisiones mecánicas y comprobar si todos los bulones están bien apretados. Para poder efectuar dicho mantenimiento.
- Se realizará mantenimiento general de mando.

Para un buen control de mantenimiento ya sea preventivo y predictivo se utilizarán las planillas correspondientes para cada trabajo que se encuentran en el Anexo 2, donde se anotará todos los detalles del trabajo realizado.

8.8. Procedimientos de devolución de la maniobra

Una vez terminados los trabajos de mantenimiento del interruptor, el encargado de la cuadrilla de mantenimiento junto con el operador, deberán realizar un recorrido por la zona de trabajo y antes de normalizar el circuito tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Verificar visualmente la posición de cada equipo abierto o cerrado.
- Verificar visualmente las conexiones, que no existan elementos extraños sobre los equipos de alta tensión, como son lanillas, estopas, recipientes, manilas, etc.
- Verificar y retirar las conexiones a tierra portátiles.
- Retire el personal del patio de maniobras dejando solo lo necesario para la normalización.
- Verifique la posición del selector del interruptor de Local-Remoto dejando en remoto.
- Verifique el selector de la calefacción.

~ 15 ~



MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO PARA EL INTERRUPTOR DE 220 KV CON MAYOR NIVEL DE CRÍTICIDAD DE LA ESTACIÓN CORONEL OVIEDO DE LA ANDE

- Verifique posición del guarda motor.
- Verifique posición de los resortes (Tensado).
- Retire la cinta que delimita el área de seguridad
- Verifique las condiciones normales de operación del módulo.

8.9. Maniobras de Normalización del Interruptor 75.

Condiciones iniciales:

Todo el sistema sobre la Barra 2 y luego verificar:

Cerrado: 52-95; 89-20; 89-21; 89-54 y 89-33.

Abierto: 52-75; 89-32; 89:34; 89:31 y 89-19.

Tiempo aproximado de duración de las maniobras: 10 minutos.

1. Cerrar 89-32 (Posición TR-01).
2. Cerrar 89-34 (Posición TR-01).
3. Cerrar 52-75 (Posición TR-01).
4. Abrir 52-95 (Posición Acoplamiento).
5. Abrir 89-20 (Posición Acoplamiento).
6. Abrir 89-21 (Posición Acoplamiento).
7. Abrir 89-54 (Posición Acoplamiento).
8. Abrir 89-33 (Posición TR-01).
9. Pulsar el botón PN en el relé de la Posición TR-01. (Maniobras Concluidas).

8.10. Informes del mantenimiento.

El informe de las pruebas y resultados del mantenimiento deben guardarse en la hoja de vida del equipo que será archivado en la ES-COV con copia para el GT/MET. También deben ser asentadas en la Autorización de Trabajo.

8.11. Equipos, herramientas y materiales utilizados para el mantenimiento.

A continuación, se citan los diferentes equipos, herramientas y materiales que se requieren para desarrollar las actividades de mantenimiento preventivo y predictivo del interruptor.

- Analizador Megger Electrónico B-41
- Manguera flexible para introducción del gas SF6
- Reductor de presión con 2 manómetros par introducción de gas SF6

~ 16 ~



**MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO PARA EL
INTERRUPTOR DE 220 KV CON MAYOR NIVEL DE CRÍTICIDAD DE LA ESTACIÓN
CORONEL OVIEDO DE LA ANDE**

- Gato mecánico
- Tirante montaje resorte auxiliar de cierre
- Pasadores de referencia para levas de las columnas soporte
- Estrobos de cabo para levantar las cámaras de interrupción
- Pernos de anillo para levantar las columnas
- Llave de tubo para contactos de arco
- Llave de tubo para contactos fijos
- Calibre para medición de distancia entre contactos
- Compresor y sus accesorios.
- Bomba manual y eléctrica para llenado y/o vaciado de aceites.
- Botiquín completo de Primeros auxilios.
- Cinta de Seguridad para acordonar la zona de trabajo.
- Pértigas y detector de tensión.
- Puestas a tierra portátiles.
- Herramientas en buen estado (juego de llaves de copas, fijas y expansivas, pinza de presión, martillos, sierra, aparejo, kit de control de derrames de aceite, manual del fabricante, agenda, bolígrafo, etc.).
- Dotación Completa del personal (casco, guantes, botas, cinturón, overol, máscaras etc.).
- Andamios dieléctricos.
- Barniz color aluminio para retoques
- Mastic ERMETIC
- Cola LOCKTITE NUTLOCK
- Grasa MOLYSLIP MP
- Grasa FLUOROLUBE GR 362
- Vaselina PETROLATUM 845 semifluid compound
- Cola LOCKTITE STUDLOCK 41
- Aceite dieléctrico.
- Lienzo y estopa.

~ 17 ~



**MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO PARA EL
INTERRUPTOR DE 220 KV CON MAYOR NIVEL DE CRÍTICIDAD DE LA ESTACIÓN
CORONEL OVIEDO DE LA ANDE**

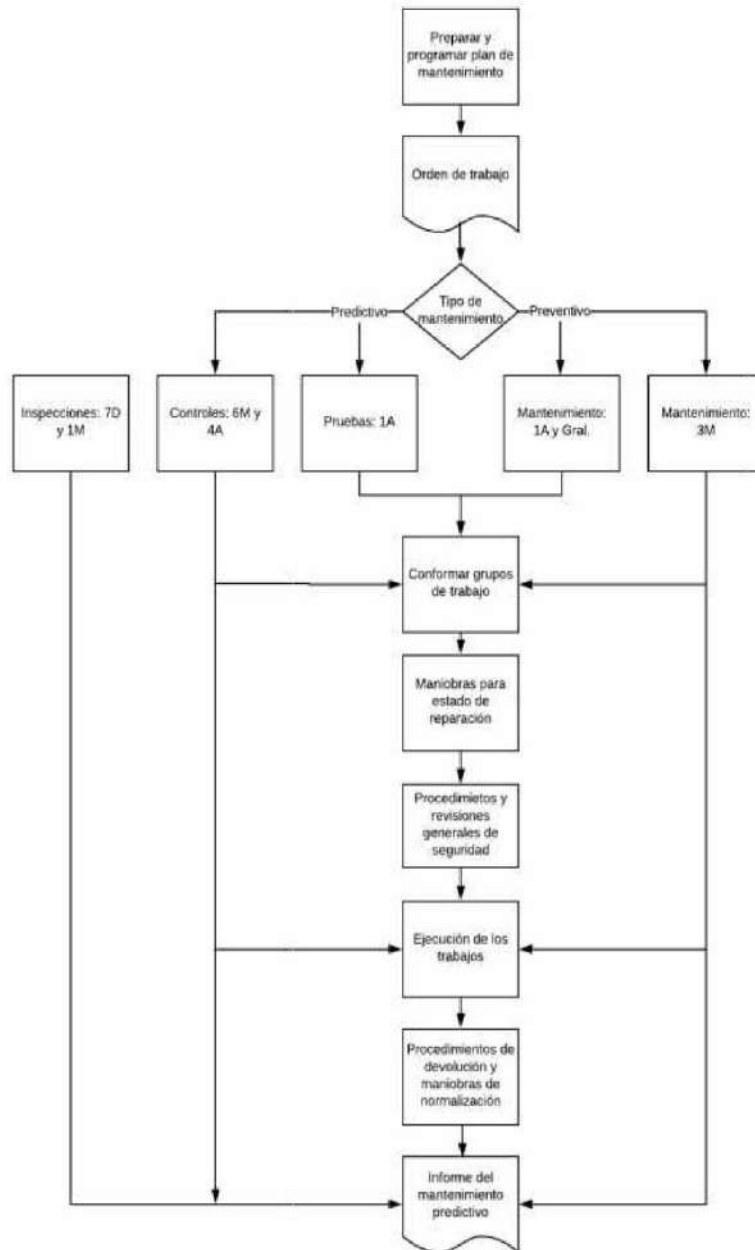
- Lubricantes.
- Diluyente.
- Desengrasante.

~ 18 ~



MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO PARA EL INTERRUPTOR DE 220 KV CON MAYOR NIVEL DE CRÍTICIDAD DE LA ESTACIÓN CORONEL OVIEDO DE LA ANDE

9. Diagrama de flujo.



~ 19 ~

Anexo B. Planillas para control de mantenimiento

Formato de una Autorización de Trabajo.

		AUTORIZACIÓN DE TRABAJO		N°:	
				FECHA:	
Local:		ES-COV	Estado de:		
Equipo/Instalación:					
TRABAJO A REALIZAR				CLASIFICACIÓN	
				Programado	
				Urgencia	
				Emergencia	
Solicitado por:			Confeccionado por:		
Responsable de los trabajos:			Referencia:		
Autorizado por:			Fecha:		
MANIOBRAS DE OPERACIÓN PREVISTAS					
INICIO DE MANIOBRAS PARA LA LIBERACIÓN		ENTREGA DE AUTORIZACIÓN DE TRABAJO		DEVOLUCIÓN DE AUTORIZACIÓN DE TRABAJO	
DÍA:		DÍA:		DÍA:	
HORA:		HORA:		HORA:	
FECHA:		FECHA:		FECHA:	
OBSERVACIONES					

191

Planilla de control de equipos semanal y mensual.



GT/TCE

PLANILLA DE CONTROL DE EQUIPOS					
LOCAL:	ES-COV	Fecha:			
EQUIPO:	52-75 220 kV				
OPERADOR:		FIRMA:			
ESTADO:	PRECAUCIÓN				
ESTADO DEL TIEMPO:					
SEMANAL					
FECHA	DESCRIPCIÓN	R	S	T	OBSERVACIONES
	Presión de gas SF6				
	Presión de aire				
MENSUAL					
FECHA	DESCRIPCIÓN	R	S	T	OBSERVACIONES
	Contador de maniobras de interruptores				
	Contador de funcionamiento de compresor de aire				
		OBSERVACIONES			
	Limpieza de aisladores				
	Corrosión parte metálica				
	Pérdidas de aceite				
	Aterramiento				
	Otros				

[illegible]

Informe de medición a interruptores de potencia.

		INFORME DE MEDICIONES DE INTERRUPTORES DE POTENCIA					
Local:	ES-COV	Fecha:					
Nº D.C.:	52-75	Referencia: TR-01 (220/23 kV)					
1- Datos de Placa:							
Marca:	MAGRINI GALILEO		Aislante:	Gas SF6			
Tipo: MHM e 2V			Año:	1981			
Nº de serie:	141.804		Frecuencia:	50 Hz			
V nominal : 245 kV		Ciclo de Oper.: 0-0,3 seg-3min-C0					
Corriente:							
Instrumento:		Temperatura ambiente:			Humedad relativa:		
2- Resistencia de Aislación							
Conexión		kV x 1'	R	S	T	Observaciones	
Camara 1 + Capacitor 1							
Camara 2 + Capacitor 2							
Columna soporte							
3- Factor de Pérdidas y Capacitancia							
Conexión		Fases	kV/mA	Tang.δ	Capac.	Potencia	Observaciones
Interruptor Abierto	Camara 1	R					
		S					
		T					
	Camara 2	R					
		S					
		T					
Columna soporte	R						
	S						
	T						
4- Resistencia de Contactos							
Corriente	Medición	R	S	T	Observaciones		
	Camara 1						
	Camara 2						
	Total						
5- Control de Tiempo de Operación							
Tiempos de operaciones		R	S	T	Dist. Fases	Observaciones	
Apertura							
Cierre							
Efectuado por:							
O.T. Nº:					Informe Nº:		

Hoja de vida de equipos.

	ESTACIÓN CORONEL OMEDO		N°:	
	HOJA DE VIDA DE EQUIPOS		FECHA:	

EQUIPO:	52-75	CIRCUITO:	TR-01 220/66 kV
---------	-------	-----------	-----------------

ESPECIFICACIONES			
------------------	--	--	--

SERIE:	141804	PROVEEDOR:	
MARCA:	MAGRINI GALILEO	AÑO DE FABRIC.:	1981
TIPO:	245 MHM E - 2V	FRECUENCIA:	50 Hz
UBICACIÓN:	ES-COV	VOLTIOS:	220 kV
MANDO:	NEUMÁTICO A AIRE	AMPER:	

Cuenta con manual:	SI	NO	ANTIGÜEDAD	38 años	CRITICIDAD	1
1: Alta 2: Media 3: Baja						

HISTORIAL DE MANTENIMIENTOS REALIZADOS					
--	--	--	--	--	--

RESPONSABLE	FECHA	ACTIVIDADES	RESULTADOS	PERIODICIDAD	REPUESTOS

X. BIBLIOGRAFIA

- [1] J. R. Martín, Diseño de Subestaciones Electricas, México: Mac Graw Hill, 1992.
- [2] S. G. Garrido, Organización y Gestión Integral de Mantenimiento, Madrid: Díaz de Santos S.A., 2003.
- [3] J. Moubray, Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM II), 44 Regent St, Lutterworth LE17 4BD, Reino Unido: Aladon Ltd, 1997.
- [4] N. S. Z-013, Risk and emergency preparedness analysis, Lysaker, Norway: Standards Norway, 2010.
- [5] I. G. T. S. L. C. A. d. C. Serpa, «Evaluación de la confiabilidad en interruptores de potencia mediante la norma Norsok Z-013,» Ingeniare. Revista chilena de ingeniería., Santiago de Chile, 2015.
- [6] M. A. y. I. C. E. Gutiérrez, «Análisis de criticidad integral de activos,» 2007. [En línea]. Available: http://r2menlinea.com/w3/PT/PT013_Analisis_de_Criticidad_Integral_de_Activos.pdf. [Último acceso: 30 julio 2015].
- [7] C. M. IAS, Technical Conference Industrial & Commercial Power Systems/Impact of power system instability on generator protection, Florida, USA, 2012.
- [8] C. L. y. E. Manotas, «Aplicación del análisis de datos recurrentes sobre interruptores FL245 en Interconexión Eléctrica S.A.,» Revista Colombiana de Estadística, vol. 34 , nº 2, pp. 249-266, 2011.
- [9] Y. Martínez, Análisis de los costos de mantenimiento de un interruptor de potencia de 220kV. Tesis para optar al título de Licenciado en Contabilidad y Finanzas, Camagüey, Cuba: Universidad de Camagüey. Departamento de Contabilidad, 2013.
- [10] L. Rojas, Metodología para el análisis de criticidad en la subestación Tres Picos. Tesis para optar al título de Master en Ingeniería Eléctrica, Ignacio Agramonte Loynaz. Cuba: Universidad de Camagüey. Departamento de Ingeniería Eléctrica., 2013.
- [11] CEMA, Estudio de impacto ambiental definitivo por la construcción y operación de la nueva subestación el Fortín de la Flor y su tap de 69 kV, Guayaquil, Ecuador, 2012.
- [12] R. H. Mendoza, «El análisis de criticidad, una metodología para mejorar la confiabilidad operacional,» Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), 2005.
- [13] DISPAC, "Manual de Mantenimiento para Subestaciones Eléctricas de la Empresa Distribuidora del Pacífico", Bogota, 2015.
- [14] A. T. Valle, «Rol del fallo mecánico en la optimización del mantenimiento en una central nuclear,» Instituto Superior de Tecnologías y Ciencias Aplicadas. Dpto. Ingeniería Nuclear, La Habana. Cuba, 2012.
- [15] F. V. Y. Bennett, Análisis termográfico de la subestación San Lorenzo y su

alimentador primario principal para elaborar un plan de mantenimiento predictivo, Quito: Universidad Técnica del Norte, Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas.

- [16] E. Harper, Pruebas y mantenimiento a equipos eléctricos, México: LIMUSA, 2009.
- [17] A. E. d. T. I. (AETIR), Guía de la termografía infrarroja, Madrid, 2011.
- [18] C. F. d. E. (CFE), Procedimiento de pruebas de campo para equipo primario de subestación de distribución, México, 2007.
- [19] Megger, Guía de prueba de interruptores, Dallas.
- [20] A. d. F. d. B. d. E. E. (AFBEL), Documento para el entrenamiento del personal que manipula Hexafluoruro de Azufre en equipos de conmutación eléctrica de media y alta tensión, Madrid, 2008.
- [21] D. O. G. J. A. C. G. R. S. Montellano, «Procedimiento para efectuar trabajos con seguridad en subestaciones eléctricas de potencia,» México, 2016.
- [22] N. S. Z-013, Risk and emergency preparedness analysis, Oslo-Noruega: Norwegian Technology Centre, 2001.
- [23] N. I. 62271-100, High-voltage switchgear and controlgear/ Part 100: High-voltage alternating -current circuit-breakers, Ginebra, Suiza: IEC, 2003.
- [24] IEC, Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear standards, Ginebra, Suiza: Norma IEC 60694, 2002.
- [25] N. I. 56, High-voltage alternating-current circuit-breakers, Ginebra, Suiza: IEC, 1992.
- [26] I. G. T. B. P. L. C. d. C. Serpa, Determinación de la confiabilidad en interruptores de potencia: caso de estudio, Arica/ Chile: Ingeniare, 2013.
- [27] ANSI, «Instituto Nacional Americano de Estandarización,» VIÑA DEL MAR, 1984 (R1992).
- [28] IEEE, «Instituto para Ingenieros Electricos y Electronico,» Malaga, 1969.
- [29] ANSI/IEEE, «Normas para Interruptores de Aire de Alto Voltaje,» 1997.
- [30] ANSI/IEEE, «"Guía para Uso, Instalación y Mantenimiento de Interruptores de Aire de alto voltaje",» 1995.
- [31] IEEE, «"Recomendaciones Prácticas en Alto Voltaje y Pruebas de Alta Potencia",» 1983.
- [32] ABB, «"Interruptores de Potencia en SF6 Tipo PM, Con Mecanismos de resortes, 66 a 220 KV",» 1991.
- [33] COSTEL, "Manual Práctico de Mantenimiento Preventivo y Pruebas de Equipos Eléctricos", Valencia, 1982.
- [34] SIEMENS, «"Interruptor de Potencia 3AS1 123-145-170 kV, 31.5 a 40kA. Instrucciones de Servicio",» Germany, 1978.
- [35] SIEMENS, «"Manual de Operación y Mantenimiento Para Equipos de Potencia de Subestación 220/23 KV",» 1978.
- [36] Y. E. Br. Hernández F., Protocolos para el mantenimiento de equipos de

potencia en subestaciones eléctricas: caso COINSECA, Maracaibo, 2008.

- [37] G. E. Harper, Elementos de Diseño de subestaciones eléctricas, México: LIMUSA.
- [38] S. P. A. A. T. C. Javier, «Mantenimiento de subestaciones eléctricas industriales,» Poza Rica, 2014.
- [39] C. F. Ramirez, Subestaciones de alta y extra alta tensión, Bogota: Mejia Villegas S.A., 2003.
- [40] M. E. M. Villafana, Pruebas eléctricas en interruptores de alta tensión como parte de un mantenimiento, Lima, 2006.