

Universidad Católica de Santa María

Escuela de Postgrado

Maestría en Ingeniería de Mantenimiento



**"DISEÑO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN
CONFIABILIDAD RCM PARA EL TRANSFORMADOR DE
DISTRIBUCIÓN DE 250 KVA Y SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE
BAJA TENSIÓN 380/220 V DE LA SUBESTACIÓN DE TECSUP -
AREQUIPA"**

Tesis presentada por el Bachiller:

Vera Alatrística, Christian Alejandro

Para optar el Grado Académico de:

Maestro en Ingeniería de Mantenimiento

Asesor:

Dr. Ticse Villanueva, Edwing

Arequipa - Perú

2018

Informe 075-2017

De : Ing. Edwing Ticse Villanueva
A: Dr. Hugo Tejada Pradell
Director de la Escuela de Post Grado de la UCSM
Asunto: Borrador de tesis del Bachiller Christian Alejandro Vera Alatrística
Fecha: 17-11-2017

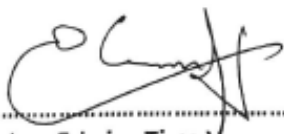
Mediante la presente manifiesto que se ha revisado el Borrador de Tesis de la Sr. Christian Alejandro Vera Alatrística titulado:

Diseño de un plan de mantenimiento centrado en confiabilidad RCM para el transformador de distribución de 250 KVA y sistema de distribución de baja tensión 380/220 V de la subestación de TECSUP - Arequipa

Luego de analizarlo se dá por **APROBADO** dicho Borrador de Tesis

Agradeciendo la atención prestada a la presente, le expreso a usted mis sentimientos de estima personal.

Atentamente



Ing. Edwing Ticse V.
Código 1341

Seu de Observaciones
Dr. Rolardi Valencia
3

Arequipa, 28 de noviembre de 2017

Señor Doctor
Hugo Tejada Pradell
Director de la Escuela de Postgrado de la Universidad Católica de Santa María
Ciudad

De mi consideración:

Dictamen sobre el Borrador de Tesis de Maestría titulado "DISEÑO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD RCM PARA EL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN DE 250 KVA Y SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN 380/220 V DE LA SUBESTACIÓN DE TECSUP - AREQUIPA" presentado por el Bachiller VERA ALATRISTA, Christian Alejandro, con el que pretende optar el grado de MAESTRO EN INGENIERÍA DE MANTENIMIENTO.

Al respecto el dictamen es:

APROBADO CON OBSERVACIONES:

Siendo las observaciones las siguientes:

- Para todos los casos se debe consignar la fuente.
- El tamaño de letra será 12 para toda la tesis.
- Debe consignarse también índice de tablas, índice de figuras o imágenes.
- Debe consignarse conclusiones y recomendaciones.

Considero, que debería tener en cuenta en el diagnóstico todo el sistema de la Casa de Fuerza y sus ramificaciones para posteriormente desarrollar lo planteado en la tesis entendiéndose que el transformador es el de mayor criticidad.

Siendo todo lo que tengo que informar.

Atentamente,


Dr. Ing. Rolardi M. Valencia Becerra
COD. 1780

Se levanto las observaciones

Aprobado




DICTAMEN OBSERVACIONES BORRADOR DE TESIS

Arequipa 04 de Diciembre del 2017

Sr. Dr.

HUGO TEJADA PRADEL

Director de la Escuela de Postgrado de la UCSM

Presente. -

Tengo el agrado de dirigirme a usted para saludarlo y a su vez poner en su conocimiento que visto la subsanación de las observaciones realizadas por el Magister **CHRISTIAN ALEJANDRO VERA ALATRISTA**, sobre el dictamen del borrador de tesis: ***DISEÑO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD RCM PARA EL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION DE 250 KVA Y SISTEMA DE DISTRIBUCION DE BAJA TENSION 380/220 V DE LA SUBESTACION DE TECSUP – AREQUIPA.*** Considero que estas han sido subsanadas con excepción de la Conclusiones y Recomendaciones que deben ir enumeradas de manera ordinal, por lo que soy de la opinión que pase a la siguiente etapa, salvo mejor parecer.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para reiterar los sentimientos de mi mayor consideración.

Atentamente,



Dr. Abraham A. Pacheco Oviedo





Dedicatoria:

*A mi familia, esposa Ruby
Villagarcía e hija Fernandita Vera
Villagarcía por su apoyo
incondicional y tiempo brindado.*



“Estoy absolutamente convencido de que la ciencia y la paz triunfarán sobre la ignorancia y la guerra, que las naciones se unirán a la larga no para destruir sino para edificar, y que el futuro pertenece a aquellos que han hecho mucho por el bien de la humanidad”

Pasteur, Louis

INTRODUCCIÓN

La importancia del transformador y el sistema de distribución de baja tensión dentro de un sistema eléctrico es un hecho demostrado. Tecsup debe asegurarse de que la subestación se encuentra en correctas condiciones, de lo contrario, podría enfrentarse a una futura falla pudiendo haberse logrado evitar de haber realizado los procedimientos adecuados.

Ahora bien, ¿Cómo podemos identificar estas posibles fallas, y reducir o eliminar la probabilidad de falla? La respuesta la ha dado el análisis centrado en confiabilidad, y ha probado ser efectiva.

La gestión del mantenimiento en la actualidad determina las estrategias y planificación de las tareas a ejecutar para mantener adecuadamente una instalación. La subestación en mención no cuenta con algún registro o plan para poder garantizar su funcionamiento por lo que el presente estudio propone la Elaboración de un Plan de Mantenimiento para la correcta operación y mantención del sistema eléctrico.

El documento detalla el procedimiento de la aplicación metodológica de un esquema que nos permite identificar las posibles fallas en el sistema eléctrico de la subestación considerando las consecuencias que estas podrían traer o generar en toda la Institución para luego terminar trabajando un diagrama de decisión lógica que permita establecer o definir las principales tareas de mantenimiento así como sus frecuencias para mantener en correcto estado de funcionamiento el sistema eléctrico.

Así mismo, como resultado de este programa de mantenimiento, se proponen procedimientos de operación para monitoreo y mantenimiento que los operadores deberán seguir para reducir las probabilidades de daño a los equipos y a ellos mismos, sin considerar por el momento el sistema de respaldo de energía debido al extenso contenido que demandaría su análisis.

RESUMEN

En esta tesis se presenta la propuesta de un plan de mantenimiento para la subestación eléctrica de Tecsup aplicando la metodología de confiabilidad conocida como MCC “Mantenimiento Centrado en Confiabilidad”, utilizada en el sector industrial y de reconocido éxito en diversas empresas.

Para desarrollar el plan se realizó un análisis de la situación actual de la subestación, documentación de operación, mantenimiento y funciones del personal encontrándose en casi todos los casos que no se contaba con documentos de registro escritos, manual de funciones, y otros procedimientos.

Con este estudio propuesto se busca mejorar las condiciones de trabajo en operación y monitoreo, incrementar la seguridad y estandarizar los procedimientos de mantenimiento y maniobras de operación para evitar posibles daños a los activos y principalmente daño a los operadores y mantenedores.

Durante la investigación se revisó ampliamente el fundamento de la metodología, logrando formar el grupo de trabajo con personal que trabaja en la institución y que se encuentra directamente relacionado con los trabajos que se realizan en la subestación, tomando información confiable para su análisis.

Finalmente se logró obtener un plan de mantenimiento y operación basado en confiabilidad, sustentado y justificado y que actualmente ha iniciado su formalización y difusión entre los intervinientes para mejorar sus competencias y habilidades, definir procedimientos y establecer estándares de operación y maniobra para evitar accidentes.

Palabras Clave: Plan de mantenimiento, subestación eléctrica, transformador, celdas de baja tensión, confiabilidad.

ABSTRACT

This thesis presents the proposal of a maintenance plan for the Tecsup electrical substation applying the reliability methodology known as RCM "Reliability Centered Maintenance", used in the industrial sector and of recognized success in several companies.

In order to develop the plan, an analysis of the substation's current situation, operation documentation, maintenance and personnel functions was carried out in almost all cases where there were no written registration documents, functions manual and other procedures.

This proposed study seeks to improve working conditions in operation and monitoring, increase safety and standardize maintenance procedures and operations maneuvers to avoid possible damage to assets and mainly damage to operators and maintainers.

During the investigation, the methodology was fundamentally revised and the working group was formed with personnel working in the institution and directly related to the work carried out in the substation, taking reliable information for analysis.

Finally, it was possible to obtain a maintenance and operation plan based on reliability, sustained and justified and that has now begun its formalization and dissemination among the participants to improve their skills and abilities, define procedures and establish operating standards and maneuver to avoid accidents.

Keywords: Maintenance plan, electrical substation, transformer, low voltage panels, reliability.

ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN

RESUMEN

ABSTRACT

1. CAPÍTULO ÚNICO: ANÁLISIS DE RESULTADOS	1
1.1. Planteamiento.....	1
1.2. Diagnóstico Actual de la Subestación	1
1.3. Situación del Transformador y Sistema de Baja Tensión	7
2. PROPUESTA PLAN DE MANTENIMIENTO	17
2.1. Manual de Mantenimiento de la Subestación de Tecsup	17
2.2. Perfil y Funciones del Personal de Mantenimiento.....	17
2.3. Equipos a Intervenir en la Subestación Eléctrica.....	21
2.4. Aspectos de Seguridad y Salud Ocupacional	21
2.5. Áreas Responsables del Mantenimiento.....	26
2.6. Desconexión y Puesta en Servicio de la Subestación	27
2.7. Mantenimiento y pruebas de la subestación	28
2.8. Tipos de pruebas a la subestación	33
2.9. Formatos Requeridos para la Intervención de la Subestación	57
CONCLUSIONES.....	58
RECOMENDACIONES.....	59
3. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	60
4. ANEXOS	62
4.1. ANEXO 1: PROYECTO DE TESIS.....	63

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Vera, C. (2017). Vista frontal de la Subestación. [Fotografía]. Subestación de Tecsup – Arequipa.	1
Figura 2: Vera, C. (2017). Placa de Datos del Transformador de Distribución de Tecsup. [Fotografía]. Subestación de Tecsup – Arequipa.	4
Figura 3: Vera, C. (2017). Transformador de Distribución de Tecsup. [Fotografía]. Subestación de Tecsup – Arequipa.	4
Figura 4: Vera, C. (2017). Recorrido de Circuitos de Baja Tensión Subterráneos a la Salida de la Subestación. [Imagen]. Subestación de Tecsup – Arequipa.	5
Figura 5: Vera, C. (2017). Celdas de Distribución en Baja Tensión. [Fotografía]. Subestación de Tecsup – Arequipa.	6
Figura 6: Vera, C. (2017). Sistema de barras en BT en el interior de la celda. [Imagen]. Subestación de Tecsup – Arequipa.	7
Figura 7: Vera, C. (2017). Gráfico de Costos por Mantenimiento de la Subestación. [Figura].....	9
Figura 8: Vera, C. (2017). Gráfico de Disponibilidad de la Subestación. [Figura].....	11
Figura 9: Vera, C. (2017). Gráfico del MTBF de la Subestación. [Figura].	16
Figura 10: Vera, C. (2017). Organigrama de Mantenimiento. [Imagen].	26
Figura 11: Vera, C. (2017). Cámara Termográfica FLUKE Ti 40. [Fotografía]. Propiedad de Tecsup – Arequipa.	34
Figura 12: Vera, C. (2017). Telurómetro MEGABRASS MTD 20KWe. [Fotografía]. Propiedad de Tecsup – Arequipa.	37
Figura 13: Vera, C. (2017). Megómetro Digital marca MEGGER MIT520. [Fotografía]. Propiedad de Tecsup – Arequipa.	40
Figura 14: Guía de Aislamiento de MEGGER (2000). Esquema de conexión para medición de aislamiento Fase contra Fase de cable tripolar [Figura] (p.62).	41
Figura 15: Guía de Aislamiento de MEGGER (2000). Esquema de conexión para medición de aislamiento Fase contra Tierra de cable tripolar. [Figura] (p.62).	42

Figura 16: Guía de Aislamiento de MEGGER (2000). Esquema de Conexión para Medición de Aislamiento en Transformador Lado de BT contra AT más Tierra. [Figura] (p.66).	44
Figura 17: Guía de Aislamiento de MEGGER (2000). Esquema de Conexión para Medición de Aislamiento en Transformador Lado de AT contra BT más Tierra. [Figura] (p.66).	45
Figura 18: Guía de Aislamiento de MEGGER (2000). Esquema de Conexión para Medición de Aislamiento en Transformador Lado de AT contra BT. [Figura] (p.66)...	46
Figura 19: Guía de Aislamiento de MEGGER (2000). Esquema de Conexión para Medición de Aislamiento en Transformador AT contra Tierra. [Figura] (p.67).....	47
Figura 20: Guía de Aislamiento de MEGGER (2000). Esquema de Conexión para Medición de Aislamiento en Transformador BT contra Tierra. [Figura] (p.67).....	48
Figura 21: Vera, C. (2017). TTR Digital marca MEGGER TTR100. [Fotografía]. Propiedad de Tecsup – Arequipa.	51
Figura 22: Vera, C. (2017). Equipo Digital marca MEGGER DLRO10HD para Medición de Resistencia de Contactos. [Fotografía]. Propiedad de Tecsup – Arequipa.	56
Figura 23: Carretero, et al., (2000). Evolución del RCM [Figura]. Study of Existing Reliability Centered Maintenance (p. 15). Madrid	76
Figura 24: National Aeronautics and Space Administration NASA (2008). Dispersión de la Vida del Rodamiento [Figura]. RCM GUIDE Reliability Centered Maintenance guide (p.16)	79
Figura 25: National Aeronautics and Space Administration NASA (2008). Componentes de un Programa de RCM [Figura]. RCM GUIDE Reliability Centered Maintenance guide (p.19)	83
Figura 26: Cadick Corporation. (2010). Árbol Lógico del RCM [Figura]. What is Reliability Centered Maintenance? (p. 03). Madrid	85
Figura 27: National Aeronautics and Space Administration NASA (2008). Probabilidad Condicional de las Curvas de Falla [Figura]. RCM GUIDE Reliability Centered Maintenance guide (p.37).....	90

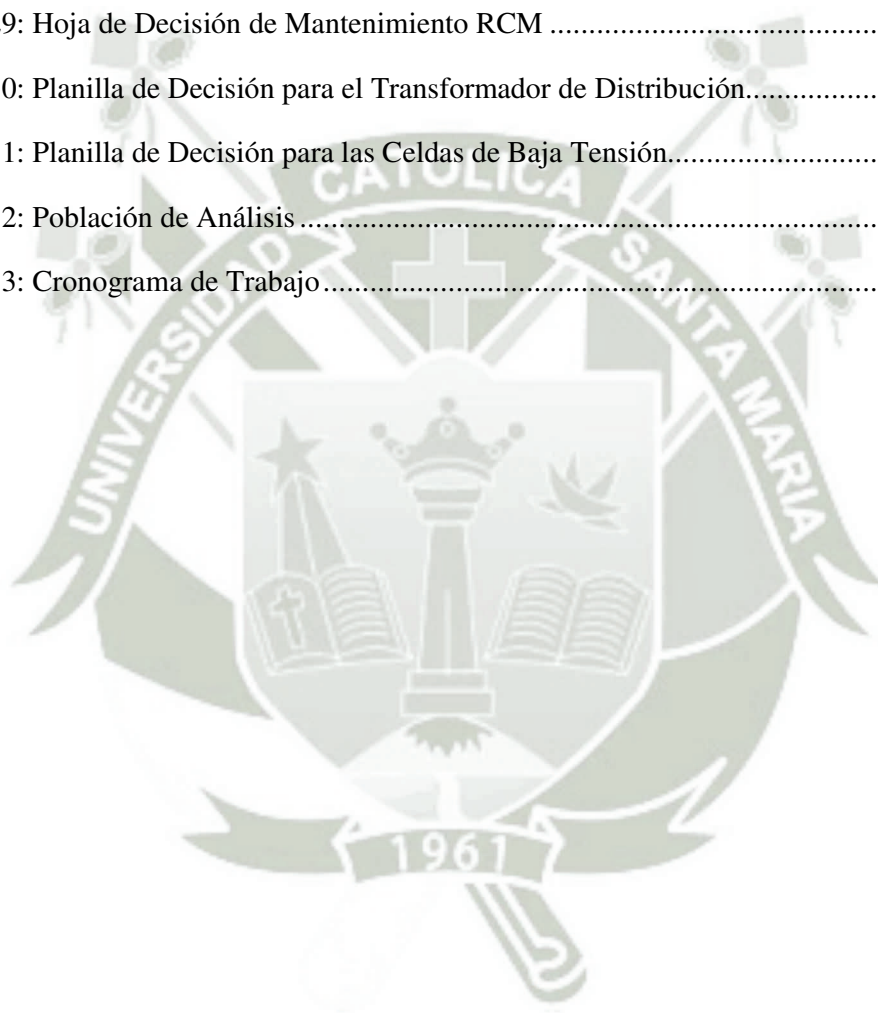
Figura 28: Reliability-centred Maintenance RCM (2000). Frecuencia de fallo y Probabilidad Condicional de Falla en Función de su Tiempo de vida [Figura] (p.136).	93
Figura 29: Reliability-centred Maintenance RCM (2000). Formación de Grupo de Análisis RCM típico [Figura] (p.17).....	96
Figura 30: Cadick Corporation. (2010). Elementos del RCM [Figura]. What is Reliability Centered Maintenance? (p. 06). Madrid	98
Figura 31: IMEFY GROUP (s.f.). Núcleo Magnético. [Fotografía]. Recuperado de http://imefy.com/es/produccion/España	102
Figura 32: ELECTROMECAÁNICA OMEGA (2011). Bobinas de un Transformador [Fotografía]. Recuperado de http://electromecanicaomega.blogspot.pe Perú.....	103
Figura 33: TUBOS TRANS ELECTRIC (2017). Transformador de Distribución Tanque de Transformador [Figura]. Recuperado de http://www.ttesa.com.ar/transformadoresd.php Argentina	104
Figura 34: IMEFY GROUP (s.f.). Aislamiento de un Transformador [Fotografía]. Recuperado de http://imefy.com/es/produccion/España	105
Figura 35: TEKNOMEGA (2009). Sistema de Barras de Cobre. [Fotografía]. Recuperado de http://www.teknomega.es/departamento-paneles/barras-cobre-y-aluminio/barras-cobre-llenas	108
Figura 36: ELECIN S.A. (2014). Seccionador Tripolar [Figura]. Seccionador de Potencia. (p.03).....	109
Figura 37: Vera, C. (2017). Transformadores de Tensión inductivos 10000/120 V. [Fotografía]. Subestación de Tecsup – Arequipa.	110
Figura 38: Vera, C. (2017). Transformadores de Corriente para Media Tensión de 25/5 A. [Fotografía]. Subestación de Tecsup – Arequipa.....	111
Figura 39: Guzmán, G. (2012). Fusible Limitador de Corriente [Figura]. Manual para coordinación de fusibles en la red de media tensión (p.44).	112
Figura 40: Vera, C. (2017). Interruptor motorizado Compact NSX 630N Schneider Electric. [Fotografía]. Subestación de Tecsup – Arequipa.	113

Figura 41: AFINIDAD ELÉCTRICA (2007). Curva de disparo del Interruptor Termomagnético. [Figura]. Recuperado de http://www.afinidadelectrica.com/articulo.php?IdArticulo=138	115
Figura 42: Vera, C. (2017). Interruptores Termomagnéticos Tripolares NSX 250F Schneider Electric. [Fotografía]. Subestación de Tecsup – Arequipa.	115
Figura 43: PCE Instrument (s.f.). Medidor Multifunción SENTRON PAC de Siemens. [Figura]. Recuperado de http://www.pce-iberica.es/medidor-detalles-tecnicos/sistemas/medidor-multifuncion-pac3200.htm España.	117
Figura 44: CCEPER Cables (s.f.). Cable Unipolar para Media Tensión tipo N2XSY de 24 kV. [Figura]. Recuperado de http://www.ceper.com.pe/pdf/2/ceper-cables-catalogo-general.pdf . Perú.....	118
Figura 45: Vera, C. (2017). Controlador Automático de Transferencia UA Controllor de Schneider Electric. [Fotografía]. Subestación de Tecsup – Arequipa.	121
Figura 46: GOOGLE MAPS (2017). Ubicación de la subestación de Tecsup en el interior de las instalaciones. [Fotografía]. Recuperado de https://www.google.com.pe/maps Perú.....	124
Figura 47: Vera, C. (2017). Diagrama unifilar subestación Tecsup. [Imagen]. Subestación de Tecsup – Arequipa.	125
Figura 48: Vera, C. (2017). Celdas de M.T. Existentes en la Subestación. [Imagen]. Subestación de Tecsup – Arequipa.	126
Figura 49: Vera, C. (2017). Grupo de Revisión y Análisis de RCM para la Subestación. [Figura].....	127
Figura 50: Vera, C. (2017). Grupo de Revisión y Análisis de RCM para la Subestación. [Figura]. Subestación de Tecsup – Arequipa.	128
Figura 51: Reliability-centred Maintenance RCM (2000). Diagrama Lógico de Decisión RCM. [Figura].	147

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Datos de Placa del Transformador ABB	3
Tabla 2: Costos por Mantenimiento de la Subestación.....	8
Tabla 3: Tiempo en Horas Fuera de Servicio por Mantenimiento de la Subestación	9
Tabla 4: Cuadro de Disponibilidad de la Subestación	10
Tabla 5: Cuadro de Tiempos entre Fallas de la Subestación MTBF	12
Tabla 6: Actividades de Mantenimiento para el Transformador de Distribución	29
Tabla 7: Actividades de Mantenimiento para la Celda de Baja Tensión	31
Tabla 8: Formatos de Gestión para el Mantenimiento.....	57
Tabla 9: Cuadro Operacionalización de Variables	73
Tabla 10: Cuadro de Matriz de Consistencia	74
Tabla 11: Cuadro de Funciones Principales y Secundarias	129
Tabla 12: Tabla de Agrupación de Funciones del Transformador ABB 250 KVA 10/0.4/0.23 KV	131
Tabla 13: Cuadro de Funciones principales y secundarias de las Celdas de Baja Tensión 0.4/0.23 KV	132
Tabla 14: Tabla de Agrupación de Funciones del Sistema de Baja Tensión de la Subestación 0.4/0.23 kV	133
Tabla 15: Cuadro de Parámetros de Funcionamiento del Transformador.....	134
Tabla 16: Cuadro de Parámetros de Funcionamiento de las Celdas de Baja Tensión..	135
Tabla 17: Cuadro de Fallas Funcionales del Transformador	136
Tabla 18: Cuadro de Fallas Funcionales de las Celdas de Baja Tensión.....	136
Tabla 19: Cuadro de AMEF (Modos y Efectos de Fallos del Transformador).....	137
Tabla 20: Cuadro de AMEF (Modos y Efectos de Fallos del Sistema de B.T.....)	140
Tabla 21: Cuadro de Calificación Cualitativa de Impacto para el Recurso Humano...	142
Tabla 22: Cuadro de Calificación Cualitativa de Impacto Ambiental.....	143
Tabla 23: Cuadro de Calificación Cualitativa de Impacto Económico	143

Tabla 24: Cuadro de Calificación Cualitativa de Probabilidad de Ocurrencia	144
Tabla 25: Cuadro de Matriz de Valoración de Riesgos	144
Tabla 26: Cuadro de Criterios de Aceptabilidad, Valoración de Consecuencias y Críticidad de Fallas	145
Tabla 27: Cuadro de Valoración de Consecuencias para al Transformador de Distribución.	145
Tabla 28: Cuadro de Valoración de Consecuencias para las Celdas de Baja Tensión .	146
Tabla 29: Hoja de Decisión de Mantenimiento RCM	148
Tabla 30: Planilla de Decisión para el Transformador de Distribución.....	149
Tabla 31: Planilla de Decisión para las Celdas de Baja Tensión.....	152
Tabla 32: Población de Análisis	157
Tabla 33: Cronograma de Trabajo.....	159



1. CAPÍTULO ÚNICO: ANÁLISIS DE RESULTADOS

1.1. Planteamiento

Actualmente la subestación eléctrica de Tecsup no cuenta con procedimientos de operación y mantenimiento ocasionando paradas imprevistas que perjudican el normal desarrollo de las actividades académicas y administrativas de la Institución originando también situaciones inseguras de trabajo.

Se plantea proponer la elaboración de un Plan de Mantenimiento y Manual de Operación para la subestación y de esta forma mitigar el impacto económico y funcional de una posible desenergización por falla y también reducir las probabilidades de daño al personal y los equipos durante las maniobras de operación y mantenimiento.

1.2. Diagnóstico Actual de la Subestación

1.2.1. Descripción de la Subestación

La subestación de Tecsup está diseñada para transformar una tensión de entrada de 10 kV a 380/220 V, que serán utilizados en todo el Campus. En esta área se ubica el transformador de distribución las celdas de baja y media tensión el tablero de transferencia y un grupo electrógeno de generación diésel.



Figura 1: Vera, C. (2017). Vista frontal de la Subestación. [Fotografía].
Subestación de Tecsup – Arequipa.

Las formas de salida de servicio de esta subestación necesariamente solo pueden obedecer a estos factores:

- Salida de servicio por falla
- Salida de servicio por mantenimiento programado
- Salida de servicio para montaje e instalación de nuevos equipos
- Salida de servicio por cambio de taps para regulación de voltaje
- Salida de servicio para conexión de una nueva carga

1.2.2. Componentes de la Subestación

1.2.2.1. Transformador de Distribución

El transformador de la subestación de Tecsup tiene una potencia de 250 KVA, es trifásico de 10/0.4/0.23 KV, grupo de conexión Dyn5, diseñado para altura de trabajo 2500 msnm, 60 Hz de frecuencia, sumergido en aceite dieléctrico con refrigeración ONAN, cuenta con 5 posiciones de TAPs en el lado de media tensión, de la marca ABB Asea Brown Boveri S.A. Tiene tanque de expansión y sensores de temperatura, nivel de aceite y válvula de sobrepresión. La placa de datos se muestra a continuación:

Tabla 1: Datos de Placa del Transformador ABB

DATOS DE PLACA		
Marca	ABB ASEA BROWN BOVERI S.A.	
Tipo	TOAKWD	
Serie	L 20802	
Potencia	250 KVA	
	ALTA TENSIÓN	BAJA TENSIÓN
Tensión	10000 V	400 V
Corriente	14.43 A	360.84 A
Nivel de aislamiento	28 KV	3 KV
Conexión	Dyn5	
Tomas/conmutación	Relación de Transformación en Vacío	
Posición 1	10500 V	400 V
Posición 2	10250 V	400 V
Posición 3	10000 V	400 V
Posición 4	9750 V	400 V
Posición 5	9500 V	400 V
Desconectar el Transformador de la red antes de mover del conmutador		
Aceite	ELECTROLUBE	
Peso del aceite	405 Kg	
Peso total	1370 Kg	
Enfriamiento	ONAN	
Altitud	2500 m.s.n.m.	
Año de fabricación	1994	
Norma	ITINTEC 370.002	

Fuente: Subestación de TECSUP



Figura 2: Vera, C. (2017). Placa de Datos del Transformador de Distribución de Tecsups. [Fotografía]. Subestación de Tecsups – Arequipa.



Figura 3: Vera, C. (2017). Transformador de Distribución de Tecsups. [Fotografía]. Subestación de Tecsups – Arequipa.

1.2.2.2. Celdas de Baja Tensión

La distribución de los circuitos alimentadores recorre todo el campus tecnológico en forma subterránea, llegando a los tableros principales y luego a los secundarios, para lo que se utilizan interruptores termomagnéticos de caja moldeada de diferentes capacidades, así como equipos de medición y protección que se encuentran en el interior de la subestación instalados en el panel frontal de cada celda de baja tensión.

En total se cuenta con cuatro celdas, tres de distribución y una de transferencia para alimentación auxiliar. De las tres primeras salen un total de 25 circuitos, comandados y protegidos contra sobrecorriente por 25 interruptores termomagnéticos y un relé de sub y sobretensión conectado en barra, adicionalmente todos estos están conectados a dos interruptores motorizados principales de hasta 630A de capacidad cada uno instalados en la celda de transferencia y gobernados por una unidad lógica que monitorea la tensión de la red y ante una eventual falta de energía inicia una secuencia de maniobras para energización y puesta en marcha del grupo electrógeno y posterior restablecimiento.

En el panel frontal de las celdas se cuenta con cuatro equipos de monitoreo marca General Electric, que son dispositivos de medición multifunción para obtención de parámetros y registros instalados con tensión directa de la red en baja tensión y mediante transformadores de corriente de 200/5A y 300/5A.



Figura 5: Vera, C. (2017). *Celdas de Distribución en Baja Tensión.*
[Fotografía]. Subestación de Tecsup – Arequipa.

Así mismo se cuenta con el sistema de barras de cobre para alimentación de los interruptores de 10 x 40 mm de dimensión, total cinco barras recorren el interior de las celdas, tres pertenecientes a las líneas R, S y T una correspondiente al Neutro y otra del sistema de puesta a tierra donde se conecta toda la ferretería de los tableros, celdas de B.T. y dispositivos de medición y protección.

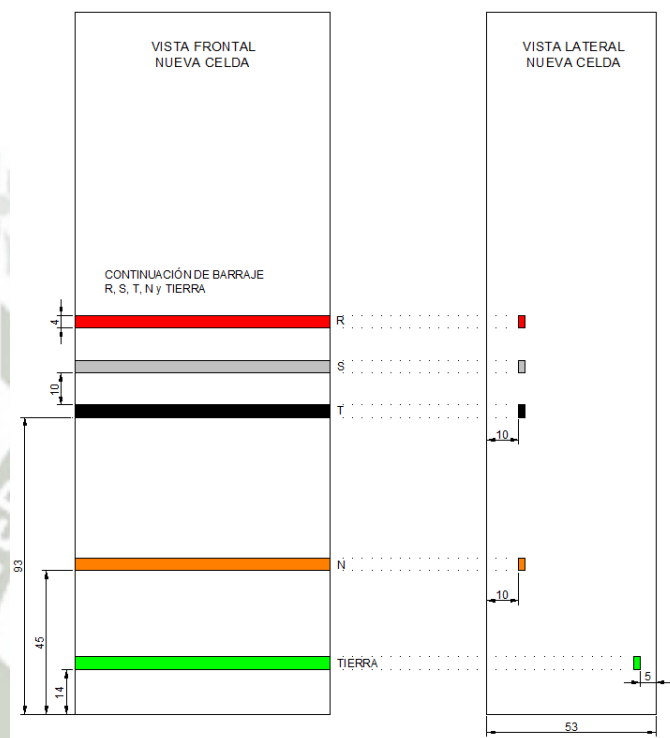


Figura 6: Vera, C. (2017). Sistema de barras en BT en el interior de la celda. [Imagen]. Subestación de Tecsup – Arequipa.

1.3. Situación del Transformador y Sistema de Baja Tensión

1.3.1. Costos de Mantenimiento

No se cuenta con mucha información acerca de todos los mantenimientos realizados en la subestación, sin embargo durante el tiempo que vengo laborando en la Institución, aproximadamente 7 años, llevo un registro de todas las actividades, gastos, intervenciones, paradas programadas y no programadas relacionadas con la energía eléctrica suministrada por la subestación.

El siguiente cuadro muestra detalles de costos, implementaciones e intervenciones por reparación, sin embargo, para nuestro análisis solo serán considerados los gastos por mantenimiento:

Tabla 2: *Costos por Mantenimiento de la Subestación*

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Gastos por mantenimiento de Transformador	S/. 0.00	S/. 1,250.00	S/. 500.00	S/. 0.00	S/. 4,100.00	S/. 0.00
Gastos por mantenimiento de celdas de BT	S/. 0.00	S/. 0.00	S/. 0.00	S/. 200.00	S/. 1,200.00	S/. 0.00
Gastos de implementación de celda de transferencia	S/. 0.00	S/. 0.00	S/. 0.00	S/. 0.00	S/. 35,000.00	S/. 0.00
Gastos por cambio de acometida de MT	S/. 0.00	S/. 0.00	S/. 0.00	S/. 0.00	S/. 86,000.00	S/. 50,000.00
Gastos por implementación de nuevo circuito en BT para nuevo Pabellon A	S/. 0.00	S/. 0.00	S/. 0.00	S/. 0.00	S/. 80,000.00	S/. 0.00
Gastos por implementación de nuevo circuito en BT para nuevo Anfiteatro	S/. 0.00	S/. 0.00	S/. 0.00	S/. 0.00	S/. 0.00	S/. 63,000.00

Fuente: *Elaboración Propia*

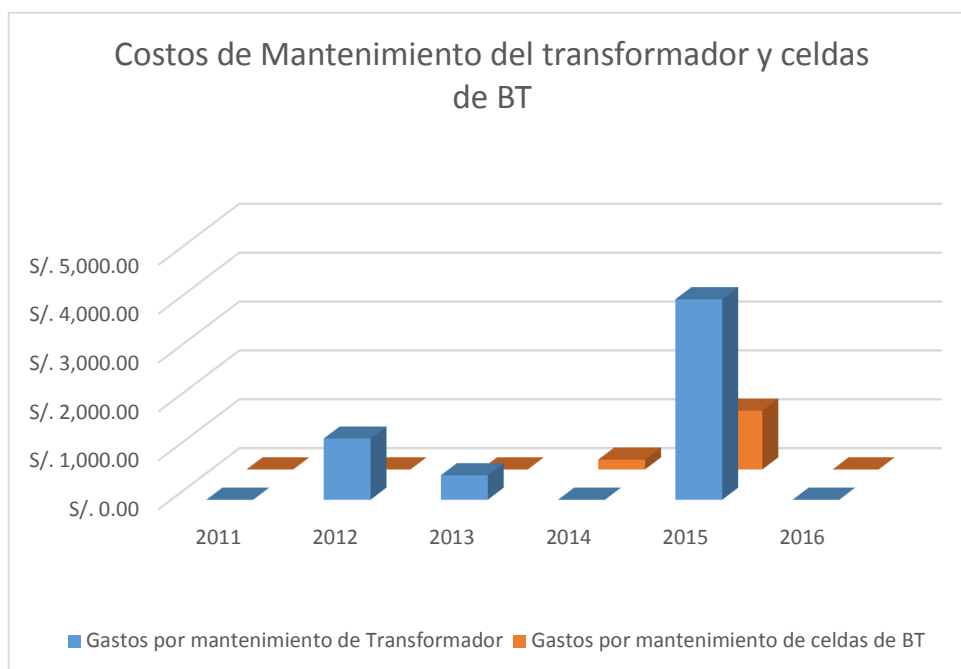


Figura 7: Vera, C. (2017). *Gráfico de Costos por Mantenimiento de la Subestación.* [Figura].

1.3.2. Disponibilidad de la subestación

Se lleva registro solo desde el año 2011 hasta la actualidad, el siguiente cuadro detalla el tiempo en horas que la subestación se encontró fuera de servicio por mantenimiento o reparación.

Tabla 3: *Tiempo en Horas Fuera de Servicio por Mantenimiento de la Subestación*

HORAS FUERA DE SERVICIO						
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
TOTAL	21	27	37	36	49	89

Fuente: *Elaboración Propia*

Como se puede ver, el número de horas fuera de servicio se ha incrementado progresivamente casi en forma lineal, eso debido al ciclo de vida de los equipos, horas acumuladas de funcionamiento y mantenimiento inadecuado no programado de la subestación.

Calculamos la disponibilidad de la subestación por mes para los años mostrados con la siguiente fórmula:

$$\text{Disponibilidad} = \frac{\text{Horas Totales} - \text{Horas de Parada por Mantto}}{\text{Horas Totales}}$$

Tabla 4: Cuadro de Disponibilidad de la Subestación

DISPONIBILIDAD DE LA SUBESTACIÓN						
AÑO	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Enero	100.00%	99.31%	99.31%	100.00%	98.61%	99.17%
Febrero	100.00%	100.00%	100.00%	99.17%	100.00%	98.89%
Marzo	99.72%	99.58%	100.00%	100.00%	99.72%	98.33%
Abril	99.31%	100.00%	100.00%	99.86%	98.33%	100.00%
Mayo	100.00%	100.00%	99.17%	100.00%	99.44%	98.06%
Junio	99.86%	98.33%	100.00%	99.72%	100.00%	99.17%
Julio	99.17%	99.17%	99.17%	99.17%	99.17%	98.89%
Agosto	99.31%	100.00%	98.33%	100.00%	100.00%	99.31%
Septiembre	100.00%	100.00%	99.31%	99.44%	99.44%	98.61%
Octubre	100.00%	99.86%	100.00%	99.58%	100.00%	99.17%
Noviembre	100.00%	100.00%	100.00%	98.33%	99.17%	99.72%
Diciembre	99.72%	100.00%	99.58%	99.72%	99.31%	98.33%
DISPONIBILIDAD	99.76%	99.69%	99.57%	99.58%	99.43%	98.97%

Fuente: Elaboración Propia

Cálculo de la Disponibilidad de la Subestación

La disponibilidad es el cociente entre el tiempo disponible para producir y el tiempo total de parada. Para calcularlo, es necesario obtener el tiempo disponible, como resta entre el tiempo total, el tiempo por paradas de mantenimiento programado y el tiempo por parada no programado. Una vez obtenido se divide el resultado entre el tiempo total del periodo considerado.

De la *Tabla 5: Cuadro de Tiempos entre Fallas de la Subestación MTBF*, por ejemplo en el mes de Enero del 2012, se tiene:

Horas Totales = 720 hrs (24 hrs x 30 días)

Horas de Parada por Mantenimiento (Programado o No) = 5 hrs

$$Disponibilidad = \frac{Horas\ Totales - Horas\ de\ Parada\ por\ Mantto}{Horas\ Totales}$$

Reemplazando: $Disponibilidad = \frac{720-5}{720}$

$$Disponibilidad = 0.9931 \times 100\% = 99.31\%$$

Una vez realizado el cálculo para cada mes, al final se obtiene un promedio final por año para visualizar gráficamente la tendencia de la disponibilidad de la subestación:



Figura 8: Vera, C. (2017). *Gráfico de Disponibilidad de la Subestación.*
[Figura].

Como puede observarse la disponibilidad ha disminuido de 99.76% en el año 2011 a 98.97% el año pasado por lo que se propone tomar medidas para incrementar este índice.

1.3.3. Tiempo Medio entre Fallos (MTBF)

Para el cálculo del MTBF se considera el número de intervenciones por mantenimiento al año, registradas como sigue:

Tabla 5: Cuadro de Tiempos entre Fallas de la Subestación MTBF

MTBF						
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Enero	0	5	5	0	10	6
Febrero	0	0	0	6	0	8
Marzo	2	3	0	0	2	12
Abril	5	0	0	1	12	0
Mayo	0	0	6	0	4	14
Junio	1	12	0	2	0	6
Julio	6	6	6	6	6	8
Agosto	5	0	12	0	0	5
Septiembre	0	0	5	4	4	10
Octubre	0	1	0	3	0	6
Noviembre	0	0	0	12	6	2
Diciembre	2	0	3	2	5	12
TOTAL POR FALLA	5	4	9	7	6	22
MTBF	715.0	716.0	355.5	356.5	237.3	349.0

Fuente: Elaboración Propia

Este índice se calcula con la siguiente fórmula:

$$MTBF = \frac{\text{Tiempo Total de Operación}}{\text{Número de Paradas}}$$

Registro Histórico de Eventos en la Subestación:

- Celdas color **ROJO**: Tiempo en horas de Fuera de Servicio por Falla Interna.
- Celdas color **AMARILLO**: Tiempo de parada en horas por Mantenimiento Programado.
- Celdas en **BLANCO**: Tiempo de paradas No Programadas en horas, intempestivas de origen externo.

Año 2011

Miércoles 2 de Marzo	2 hrs	Corte No Programado en 10 KV de red externa de alimentación SEAL
Domingo 10 de Abril	5 hrs	Corte Programado del circuito alimentador en 10 KV por mantenimiento y expansión de redes
Jueves 23 de Junio	1 hr	Corte No Programado en 10 KV de red externa de alimentación SEAL
Viernes 29 de Julio	6 hrs	Mantenimiento Programado de la subestación. Ajuste de bornes, limpieza de aisladores, pruebas y ensayos: Meghado de cable subterráneo de media tensión, transformador de distribución, relación de transformación, medición del sistema de puesta a tierra
Viernes 19 de Agosto	5 hrs	Disparo del interruptor principal. Apertura por falla a tierra 51N. Se deja fuera de servicio para seguimiento
Martes 13 de Diciembre	2 hrs	Corte No Programado en 10 KV de red externa de alimentación SEAL

Año 2012

Lunes 2 de Enero	5 hrs	Mantenimiento Programado de la Subestación. Medición de aislamiento para registro histórico
Miércoles 21 de Marzo	3 hrs	Disparo del interruptor principal. Por Relé de sobrecorriente, se verifica y restablece
Jueves 7 de Junio	12 hrs	Corte Programado en 10 KV de red externa de alimentación SEAL
Domingo 29 de Julio	6 hrs	Mantenimiento Programado de la subestación. Ajuste de bornes, limpieza de aisladores, pruebas y ensayos: Meghado de cable subterráneo de media tensión, transformador de distribución, relación de transformación, medición del sistema de puesta a tierra
Lunes 29 de Octubre	1 hr	Disparo del interruptor principal de B.T. Relé de sub y sobretensión de barra

Año 2013

Sábado 12 de Enero	5 hrs	Mantenimiento Programado de la Subestación. Medición de aislamiento para registro histórico
Jueves 30 de Mayo	6 hrs	Falla por sobre temperatura, se saca de servicio por anunciador de panel de alarmas
Domingo 28 de Julio	6 hrs	Mantenimiento Programado de la subestación. Ajuste de bornes, limpieza de aisladores, pruebas y ensayos: Meghado de cable subterráneo de media tensión, transformador de distribución, relación de transformación, medición del sistema de puesta a tierra
Martes 13 de Agosto	12 hrs	Corte Programado en 10 KV de red externa de alimentación SEAL
Martes 10 de Setiembre	5 hrs	Mantenimiento Programado de la Subestación. Ajuste de terminal "S" de la terminación en M.T.
Viernes 20 de Diciembre	3 hrs	Disparo del interruptor principal. Por Relé de sobrecorriente, se verifica y restablece

Año 2014

Martes 4 de Febrero	6 hrs	Mantenimiento Programado de la Subestación. Medición de aislamiento para registro histórico
Miércoles 2 de Abril	1 hr	Corte No Programado en 10 KV de red externa de alimentación SEAL
Miércoles 18 de Junio	2 hrs	Corte No Programado en 10 KV de red externa de alimentación SEAL
Domingo 27 de Julio	6 hrs	Mantenimiento Programado de la subestación. Ajuste de bornes, limpieza de aisladores, pruebas y ensayos: Meghado de cable subterráneo de media tensión, transformador de distribución, relación de transformación, medición del sistema de puesta a tierra
Sábado 20 de Setiembre	4 hrs	Disparo de relé de sobrecorriente, se verifica y restablece
Jueves 9 de Octubre	3 hrs	Falso contacto genera punto caliente, se saca de servicio la subestación
Domingo 30 de Noviembre	12 hrs	Corte Programado en 10 KV de red externa de alimentación SEAL
Lunes 15 de Diciembre	2 hrs	Corte No Programado en 10 KV de red externa de alimentación SEAL

Año 2015

Jueves 29 de Enero	10 hrs	Mantenimiento Programado de la Subestación. Apertura e independización de circuitos de B.T.
Lunes 2 de Marzo	2 hrs	Falla de aislamiento, relé detecta diferencial de corriente de fuga en cable subterráneo. SEAL solicita datos de Meghado de los equipos instalados

Martes 14 de Abril	12 hrs	Corte Programado en 10 KV de red externa de alimentación SEAL
Miércoles 27 de Mayo	4 hrs	Disparo de relé de sobrecorriente, se verifica y restablece
Miércoles 29 de Julio	6 hrs	Mantenimiento Programado de la subestación. Ajuste de bornes, limpieza de aisladores, pruebas y ensayos: Meghado de cable subterráneo de media tensión, transformador de distribución, relación de transformación, medición del sistema de puesta a tierra
Jueves 17 de Setiembre	4 hrs	Corte No Programado en 10 KV de red externa de alimentación SEAL
Miércoles 4 de Noviembre	6 hrs	Sale de servicio por fuga de aceite por conmutador manual
Lunes 21 de Diciembre	5 hrs	Corte No Programado en 10 KV de red externa de alimentación SEAL
Año 2016		
Lunes 11 de Enero	6 hrs	Corte No Programado en 10 KV de red externa de alimentación SEAL
Martes 2 de Febrero	8 hrs	Corte Programado en 10 KV de red externa de alimentación SEAL
Viernes 25 de Marzo	12 hrs	Falla de aislamiento, relé detecta diferencial de corriente de fuga en cable subterráneo.
Lunes 23 de Mayo	14 hrs	Cambio de celda de M.T. y cable subterráneo de M.T.
Lunes 27 de Junio	6 hrs	Montaje de nuevo seccionador Tripolar en celda de M.T.
Domingo 31 de Julio	8 hrs	Mantenimiento Programado de la subestación. Ajuste de bornes, limpieza de aisladores, pruebas y ensayos: Meghado de cable subterráneo de media tensión, transformador de distribución, relación de transformación, medición del sistema de puesta a tierra
Martes 30 de Agosto	5 hrs	Conexión del nuevo equipo para medición de energía, transformadores de corriente y tensión. Alimentación para nuevo pabellón
Viernes 16 de Setiembre	10 hrs	Disparo de relé de sobrecorriente, se verifica y restablece
Lunes 31 de Octubre	6 hrs	Corte Programado en 10 KV de red externa de alimentación SEAL
Jueves 10 de Noviembre	2 hrs	Corte No Programado en 10 KV de red externa de alimentación SEAL
Martes 27 de Diciembre	12 hrs	Mantenimiento Programado de la Subestación. Medición de aislamiento para registro histórico. Retiro de carga del circuito de respaldo por falta de capacidad del grupo electrógeno.

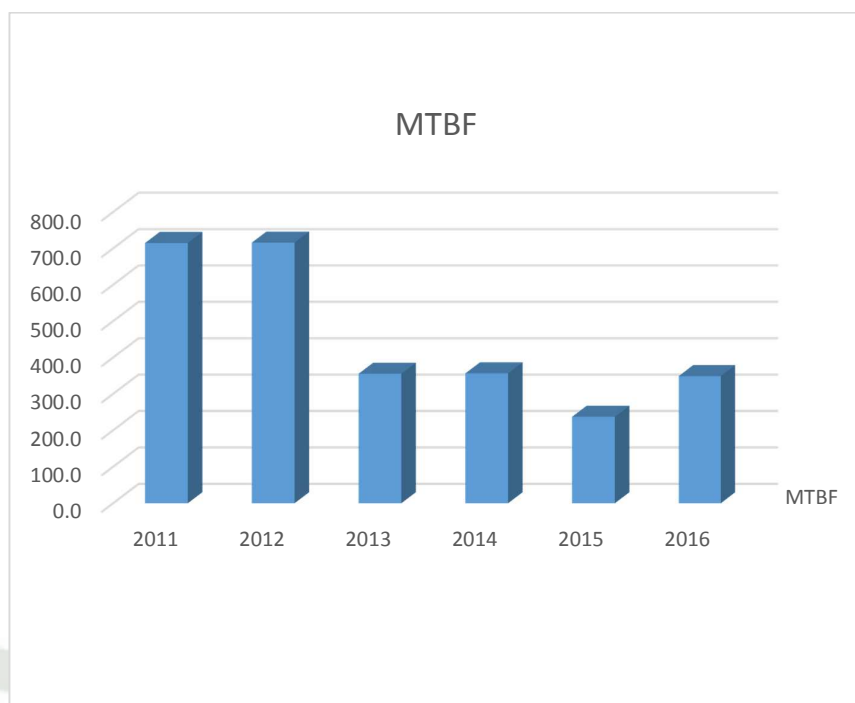


Figura 9: Vera, C. (2017). Gráfico del MTBF de la Subestación. [Figura].

El cálculo del MTBF especifica el tiempo medio entre reparaciones, según los datos recopilados de la subestación este intervalo tiene tendencia a reducirse, por lo que se toma la decisión de realizar al análisis RCM para identificación de fallas funcionales y reducción o mitigación mediante acciones de mantenimiento o seguimiento operacional.

De la *Tabla 5: Cuadro de Tiempos entre Fallas de la Subestación MTBF*, por ejemplo en el año 2013, se tiene:

Horas Totales = 720 hrs (24 hrs x 30 días)

Horas de Parada por Falla: Total = 9 hrs (Mayo = 6 hrs ; Diciembre = 3 hrs)

Total Número de Paradas: = 2 (Una en Mayo y otra en Diciembre)

$$MTBF = \frac{\text{Tiempo Total de Operación}}{\text{Número de Paradas}}$$

Reemplazando: $MTBF = \frac{720-9}{2} = 355.5$

2. PROPUESTA PLAN DE MANTENIMIENTO

2.1. Manual de Mantenimiento de la Subestación de Tecsups

2.1.1. Objetivo

El presente manual tiene por objetivo establecer y estandarizar la secuencia de actividades de mantenimiento y operación de la Subestación de Tecsups Arequipa.

2.1.2. Documentación Requerida

- CNE Utilización 2006
- CNE Suministro 2011
- RESETATE 2013
- Plan de Mantenimiento
- Manual de fabricante de los equipos
- Formato de inspecciones
- Procedimiento para la realización de pruebas
- Formatos de reporte de pruebas y ensayos

2.2. Perfil y Funciones del Personal de Mantenimiento

2.2.1. Supervisor Eléctrico

Grado Académico:

Ingeniero Electricista titulado y colegiado, con certificado de habilidad emitido por el Colegio de Ingenieros del Perú.

Experiencia:

Cinco años en el sector eléctrico de distribución, actividades de mantenimiento, montaje e implementación de subestaciones, mantenimiento de líneas de media y baja tensión, con trabajos realizados en el área de proyectos e Ingeniería de mantenimiento.

Funciones:

- Realizar la supervisión de todos los trabajos realizados en la subestación.
- Coordinar con el personal de mantenimiento las actividades programadas a realizarse.
- Verificar la correcta secuencia de maniobras de energización y desenergización de la subestación.
- Coordinar con la empresa concesionaria de distribución SEAL las maniobras de mantenimiento conexión y desconexión de la red de MT.
- Verificar el cumplimiento del reglamento de seguridad vigente RESESATE 2013 antes, durante y después de cualquier trabajo a realizarse en la subestación.
- Responder y garantizar por la entrega de calidad de los trabajos ejecutados.
- Planificar y programar todas las actividades de mantenimiento relacionadas con la subestación eléctrica.
- Crear, firmar y asignar las órdenes de trabajo para ejecución de las actividades de mantenimiento.
- Firmar los documentos y permisos requeridos para el ingreso a sala eléctrica y realización de cualquier actividad programada o no programada.
- Verificar que se cumpla con lo indicado en el Código Nacional de Electricidad Suministro 2011 o Utilización 2006 vigentes durante las actividades de mantenimiento.
- Realizar el levantamiento de la información o modificación en campo para su respectiva actualización documentada.
- Establecer el programa de mantenimiento anual de la subestación.

2.2.2. Técnico Electricista

Grado Académico:

Profesional Técnico de 3 años, titulado como profesional en Electrotecnia Industrial.

Experiencia:

Tres años en el sector eléctrico de distribución, actividades de mantenimiento, montaje e implementación de subestaciones eléctricas.

Funciones:

- Solicitar los permisos requeridos y llenado de los formatos solicitados para el ingreso a la sala eléctrica y ejecución de trabajos.
- Ejecutar todos los trabajos eléctricos realizados en la subestación.
- Garantizar la calidad de los trabajos eléctricos realizados.
- Comprobar la correcta operatividad y funcionamiento de los equipos intervenidos o no durante el mantenimiento después del corte programado.
- Coordinar con el supervisor y personal de mantenimiento las actividades programadas a realizarse.
- Verificar la correcta secuencia de maniobras de energización y desenergización de la subestación.
- Verificar el cumplimiento del reglamento de seguridad vigente RESESATE 2013 antes, durante y después de cualquier trabajo a realizarse en la subestación.
- Verificar que se cumpla con lo indicado en el Código Nacional de Electricidad Suministro 2011 o Utilización 2006 vigentes durante las actividades de mantenimiento.
- Realizar el levantamiento de la información o modificación en campo para su reporte al supervisor.

2.2.3. Operador Electricista

Grado Académico:

Egresado de la carrera Profesional Técnica de 2 años de Instalaciones Electrotécnicas.

Experiencia:

Prácticas profesionales realizadas en el sector eléctrico de distribución.

Funciones:

- Llenar los formatos solicitados para el ingreso a la sala eléctrica y ejecución de trabajos.
- Coordinar con el supervisor, técnico electricista y personal de mantenimiento las actividades programadas a realizarse.
- Ejecutar todos los trabajos eléctricos realizados en la subestación.
- Garantizar la calidad de los trabajos eléctricos realizados.
- Comprobar la correcta operatividad y funcionamiento de los equipos intervenidos o no durante el mantenimiento después del corte programado.
- Realizar orden y limpieza en la sala eléctrica concluidos los trabajos realizados.

2.2.4. Ayudante

Grado Académico:

Pasante del Departamento de Electrotecnia Industrial

Experiencia:

Ninguna.

Funciones:

- Señalizar la zona de trabajo.
- Apoyar en la ejecución de los trabajos eléctricos realizados en la subestación bajo supervisión.
- Realizar mediciones de monitoreo.
- Comprobar la correcta operatividad y funcionamiento de los equipos intervenidos o no durante el mantenimiento después del corte programado.
- Realizar orden y limpieza en la sala eléctrica concluidos los trabajos realizados.

2.3. Equipos a Intervenir en la Subestación Eléctrica

- Transformador de Distribución
- Celda de llegada, seccionador tripolar, fusibles
- Celda de medición, transformadores de medición de tensión y corriente
- Celda de Transformación
- Sistema de barras de media y baja tensión
- Aisladores portabarras
- Sistema de puesta a tierra
- Celda de transferencia
- Celda de baja tensión, interruptores, equipos de medición, transformadores de corriente.
- Grupo electrógeno
- Canalización en ducto
- Tableros de baja tensión interior subestación
- Equipamiento de alumbrado
- Ferretería
- Cables de media y baja tensión

2.4. Aspectos de Seguridad y Salud Ocupacional

2.4.1. Definiciones

Zona de trabajo segura: Se refiera al área de trabajo señalizada, delimitada y aislada, fuera del alcance de elementos energizados que puedan provocar daño o muerte a una persona o personas que se encuentren trabajando en la subestación.

Bloqueo: Procedimiento para asegurar la NO energización accidental o forzada de una fuente de energía durante la ejecución de un trabajo, instalación física de un candado de bloqueo, tarjeta con datos del circuito y personas intervinientes.

Permiso de Ingreso a Sala Eléctrica: Documento o formato firmado por el supervisor eléctrico que autoriza el ingreso a la subestación de una persona.

Permiso de Trabajo: Documento o formato firmado por el supervisor que autoriza la ejecución de trabajos en el interior de la subestación eléctrica.

Orden de Trabajo: Documento que inicia la actividad de mantenimiento. Debe ser originada por el jefe de área o supervisor eléctrico consignando fecha de ejecución, duración de la tarea, recursos asignados, personal asignado y la descripción detallada de la tarea a realizar.

Persona Autorizada: Persona que tiene todos los permisos firmados por el supervisor eléctrico para el ingreso y ejecución de trabajos en la subestación eléctrica.

Personal Calificado: Persona que cumple con el perfil para la realización de trabajos en una subestación, capacitada y con los grados académicos requeridos en el manual de funciones.

Distancia Mínima de Seguridad: Distancia mínima requerida para evitar un choque o arco eléctrico producto del contacto o acercamiento a un punto caliente.

Punto Caliente: Elemento energizado, con tensión.

Pértiga Aislante: Vara de fibra de carbono o vidrio, resistente mecánicamente, eléctricamente aislada que ayuda en la apertura o cierre de seccionadores tipo cut out en el exterior de la subestación para las maniobras de energización o desenergización en media tensión, también para la verificación de ausencia de tensión.

Detector de Presencia de Tensión: Equipo para verificar la presencia de tensión. Cuenta con indicador sonoro y luminoso.

Puesta a Tierra Temporal: Equipo para cortocircuitar y aterrizar temporalmente la línea o barra del circuito o equipo a intervenir. Su uso es obligatorio durante la ejecución de actividades de mantenimiento.

2.4.2. Procedimientos de Seguridad

Generales:

- Todo trabajo realizado al interior de la subestación deberá contar con los permisos de ingreso a sala eléctrica y permisos de trabajo correspondiente a la actividad a realizar.
- Antes del inicio de las actividades se deberá ejecutar el procedimiento de bloqueo y etiquetado según el instructivo de bloqueo.
- Todo el personal que ingrese a trabajar a la sala deberá contar con todos los implementos de seguridad requeridos
- El personal es el encargado de verificar el buen estado de sus implementos de seguridad, herramientas y equipos que va a utilizar durante el desarrollo de las actividades.
- En el caso de guantes dieléctricos el operador deberá realizar una prueba de llenado de aire para descartar una probable perforación o fisura del guante a utilizar.
- Señalizar el área de trabajo antes de iniciar las tareas de mantenimiento.
- Cualquier trabajo eléctrico deberá ser realizado por lo menos con dos electricistas calificados.
- El personal deberá estar seguro de que los equipos detectores de presencia de tensión se encuentren con la batería en buen estado, el dispositivo operativo y listo para el día del mantenimiento.
- Las escaleras deberán ser del tipo fibra de vidrio de uno o dos cuerpos, por ningún motivo se permitirá el ingreso de escaleras metálicas a la sala.
- Es responsabilidad del operador y técnico electricista seguir el procedimiento de mantenimiento establecido.
- El personal deberá contar obligatoriamente con equipos de comunicación para las maniobras y desarrollo de las tareas.
- Está prohibida la ejecución de trabajos con tensión en el interior de la sala eléctrica.
- Si la altura de trabajo excede el 1.80 metros de altura, es obligatorio el uso de arnés de seguridad y estar capacitado y certificado para realizar trabajos en altura.

2.4.3. Reglas de Seguridad para Trabajos Sin Tensión

Apertura Visible y Efectiva de los Dispositivos de Corte:

- Se procederá con la apertura de los interruptores de las celdas de baja tensión primero los circuitos derivados y luego el interruptor general.
- Una vez retirada toda la carga se procederá con la apertura del seccionador tripolar en 10 KV ubicado en la celda de media tensión.
- Se procede con la apertura de los seccionadores tipo cut out que se encuentran ubicados en el exterior de la sala a la altura de la puerta de ingreso N°2 de Tecsup, para lo que previamente se ha coordinado con la concesionaria de distribución SEAL su apertura y posterior cierre.
- Verificar la no presencia de tensión utilizando el detector ya probado anteriormente en ambos lados, baja y media tensión.

Bloqueo de los Dispositivos de Corte y Desconexión:

- Se procede con la instalación de los dispositivos de bloqueo, candados y tarjetas, para la realización de los trabajos, en el caso del seccionador tipo cuto ut se deberá recoger los tres estopines y deberán ser guardados por el supervisor hasta la puesta en servicio.
- Se instala un candado en el interruptor principal del grupo electrógeno e interruptores de la celda de baja tensión.
- Para el caso del seccionador tripolar ubicado en la celda de media tensión el supervisor procederá a guardar la manivela de maniobra en un lugar seguro junto con los estopines de los cut out hasta la energización de la subestación.

Verificación de la Ausencia de Tensión:

- Se procederá a montar el detector de presencia de tensión en la pértiga aislada.

- Con los implementos de seguridad necesarios se procederá a cercar el detector a las barras y seccionador de media tensión en el interior de la sala verificando la no presencia de tensión, luego se debe repetir el procedimiento en el lado de baja tensión.
- El detector de presencia de tensión deberá ser probado con anterioridad al corte, se deberá haber verificado el estado de las baterías y dispositivo pulsando el botón de prueba sonora y luminosa o acercando el dispositivo a lugares con tensión.

Puesta a tierra y en cortocircuito de todas las probables fuentes:

- Proceder a instalar el equipo de puesta a tierra temporal utilizando la pértiga aislada correspondiente. Está prohibida la instalación de este equipo con la mano, así se cuente con los guantes dieléctricos de clase adecuada.
- Primero se deberá colocar el extremo del sistema de puesta a tierra temporal a la barra de tierra de las celdas para posteriormente, con la pértiga, ubicar los otros tres extremos en cada una de las barras correspondientes a las fases R, S y T del circuito fase por fase.
- Se requiere de por lo menos dos equipos de tierra temporal para la realización de los trabajos de mantenimiento, uno de ellos se instalará en la celda de llegada, en la terminación del cable tripolar de media tensión 10 KV al interior de la celda y el otro equipo en las barras de baja tensión de la subestación.

Señalización de la zona de trabajo:

- Se procederá a señalizar el área de trabajo delimitándola con cinta de seguridad, conos de seguridad y parantes adecuados.

2.4.4. Equipo de Protección Personal Requerido

- Casco de seguridad dieléctrico clase E
- Guantes dieléctricos clase 2
- Sobre-guantes de cuero
- Zapatos de seguridad dieléctricos 20 KV
- Ropa de seguridad anti flama
- Careta de protección facial
- Lentes de seguridad protección UV
- Tapones para oídos

2.5. Áreas Responsables del Mantenimiento

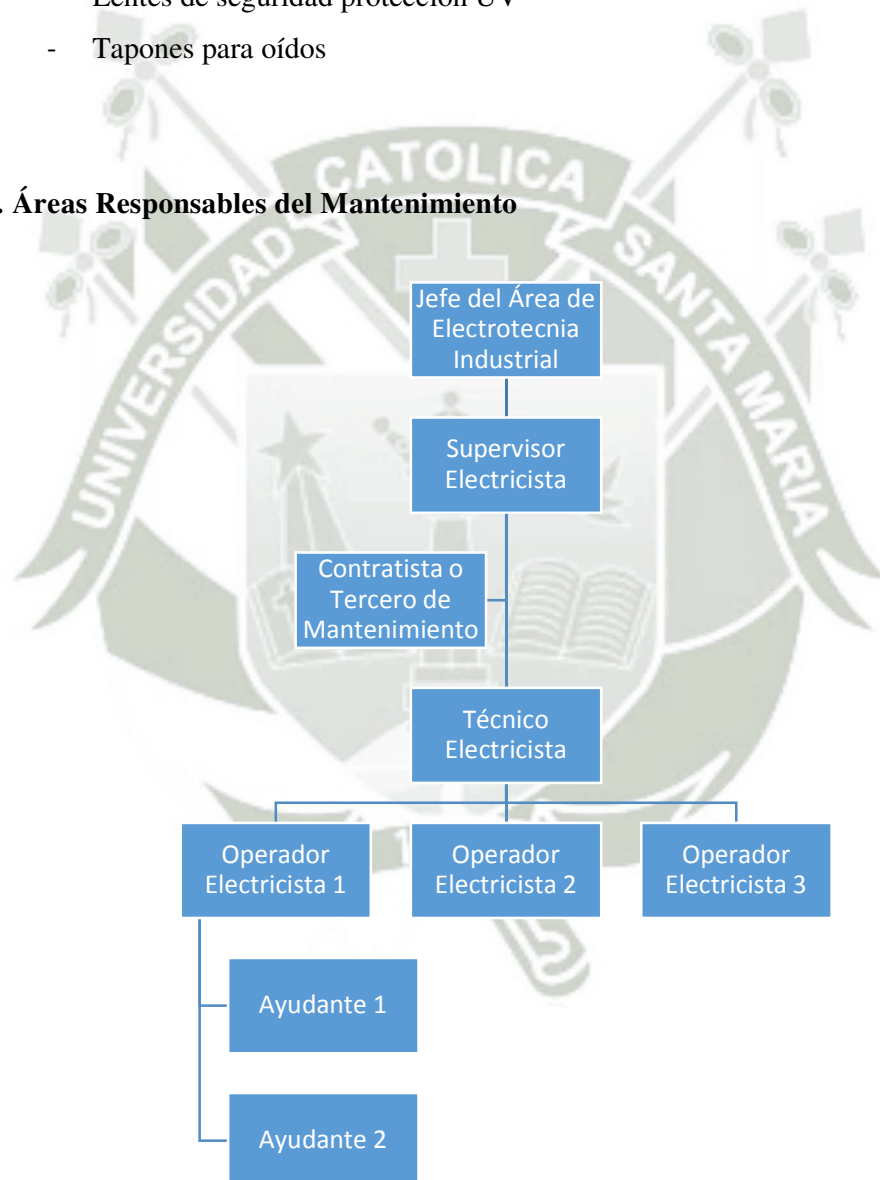


Figura 10: Vera, C. (2017). Organigrama de Mantenimiento. [Imagen].

2.6. Desconexión y Puesta en Servicio de la Subestación

2.6.1. Maniobra de Desconexión

Esta actividad consiste en dejar fuera de servicio la subestación.

Antes de la maniobra:

- Se informa a todas las áreas académicas y administrativas el día y hora programado del corte.
- Se procede con la coordinación con SEAL para la apertura del seccionador tipo Cut Out ubicado al exterior de las instalaciones de Tecsup a la altura del 2do acceso vehicular.

Durante la Maniobra:

- Se apertura todos los interruptores de baja tensión del tablero para retirar la carga.
- Se procede con la apertura el seccionador tripolar bajo carga del interior de la celda de llegada de la subestación.
- Realizada estas maniobras se procede a coordinar con la unidad operativa de SEAL que se encuentran ubicadas en el exterior de Tecsup para que procedan con la apertura de los seccionadores Cut Out.
- Confirmada la apertura se realiza la prueba de detección de la presencia de tensión en la celda de llegada en media tensión de la subestación.
- Una vez confirmada la ausencia de tensión se procede con la instalación de la puesta a tierra temporal.
- Se bloquean los dispositivos de corte como el seccionador tripolar y la fuente de energía auxiliar o grupo electrógeno aperturando su interruptor principal, presionando la parada de emergencia y colocando su modo de operación en “parada”.

2.6.2. Maniobra de Puesta en Servicio

Concluidos los trabajos de mantenimiento se procede con la puesta en servicio de la subestación de la siguiente manera:

- Confirmar el retiro de todas las herramientas utilizadas en el mantenimiento del interior de las celdas y barras de los tableros de media y baja tensión.
- Se procede con el retiro de las puestas a tierra temporales instaladas por seguridad.
- Se retiran los dispositivos de bloqueo de los dispositivos de corte y grupo electrógeno.
- Se procede con el cierre de los seccionadores tipo Cut Out en el exterior por parte de la empresa concesionaria SEAL
- Se cierra el seccionador tripolar bajo carga del interior de la subestación.
- Se procede con el cierre de los interruptores termomagnéticos del tablero de baja tensión uno a uno para toma de carga progresiva.
- Se procede con la medición y monitoreo de los parámetros de tensión, corriente y potencia nominales.
- Se restablece la disponibilidad el grupo electrógeno despejando la parada de emergencia, cerrando su interruptor general y habilitando su modo de operación a “encendido”.

2.7. Mantenimiento y pruebas de la subestación

2.7.1. Tareas de Mantenimiento

Tabla 6: Actividades de Mantenimiento para el Transformador de Distribución

N°	Actividad de Mantenimiento	Frecuencia
1	Inspeccionar a detalle los contactos, bornes, terminales, borneras y accesorios del intercambiador de tomas en todas sus posiciones.	Cada 6 meses
2	Inspeccionar a detalle los contactos, bornes, terminales, borneras y accesorios del intercambiador de tomas en todas sus posiciones. Realizar ensayos de relación de transformación TTR y medición de resistencia de contactos para cada posición de TAP.	Anual
3	Medir tensión neutro a tierra y corriente de neutro para evaluar los resultados. Realizar inspección Termográfica para detectar puntos calientes.	Cada 6 meses
4	Revisión del procedimiento de maniobra para capacitación del personal operativo y de mantenimiento. Programar proceso de auditoría para evaluación del proceso.	Anual
5	Inspeccionar a detalle los contactos, bornes, terminales, borneras y accesorios del interruptor. Ajustar las conexiones de los cables de fuerza y control.	Cada 3 meses
6	Inspeccionar a detalle los contactos, bornes, terminales, borneras y accesorios los dispositivos de protección mecánica del transformador. Ajustar las conexiones de los cables de control y verificar su operatividad.	Cada 6 meses
7	Verificar a detalle los contactos, bornes, terminales, borneras y accesorios los dispositivos de protección mecánica del transformador. Ajustar las conexiones de los cables de control y comunicación, verificar su operatividad.	Cada 6 meses
8	Calibrar y realizar pruebas de funcionamiento de las protecciones mecánicas como indicador de nivel de aceite, sensor de temperatura, indicador de nivel, dispositivos de alivio de presión.	Anual
9	Inspeccionar y verificar el estado de los contactos, bornes y terminales del relé de protección eléctrica F650. Ajustar las conexiones de los cables de control.	Cada 3 meses
10	Inspeccionar y verificar el estado de los contactos, bornes y terminales del relé de protección eléctrica F650. Ajustar las conexiones de los cables de control.	Cada 3 meses
11	Inspeccionar y verificar el estado de los contactos, bornes y terminales de comunicación del relé de protección eléctrica F650. Ajustar las conexiones de los cables de control.	Cada 3 meses

N°	Actividad de Mantenimiento	Frecuencia
12	Verificación y reemplazo de la sílica gel existente en el filtro del tanque conservador del aceite cuando se evidencien signos de decoloración por absorción de humedad.	Cada 6 meses A Condición
13	Inspección visual de pararrayos y aisladores del transformador, realizar pruebas de factor de potencia y resistencia de aislamiento.	Cada 2 años
14	Medición de aislamiento a los devanados del transformador, verificación del índice de polarización y absorción del bobinado.	Cada 6 meses
15	Medición de aislamiento a los devanados del transformador, aislamiento entre devanado y carcasa y a tierra, verificación del índice de polarización y absorción de la máquina y de los circuitos de carga.	Cada 6 meses
16	Inspeccionar a detalle los bornes y terminales de los contactos de media y baja tensión. Realizar análisis Termográfico para detección de puntos calientes.	Cada 6 meses
17	Verificación del sensor de temperatura del transformador, limpieza de las aletas de refrigeración, inspección detallada y repintado del radiador. Realizar análisis Termográfico para detección de taponamiento de aletas por falta de mantenimiento.	Cada 3 meses
18	Verificación de las condiciones nominales de los circuitos alimentadores y cargas, verificación del sistema de aislamiento. Megohmetro del transformador, verificación de los índices de absorción y polarización para descartar falla de aislamiento. Revisar si la posición del TAP permite la regulación de tensión requerida por la carga. Evaluar solicitar análisis físico químico del aceite.	Anual A Condición
19	Inspeccionar el nivel de aceite del tanque conservador así como comprobar la hermeticidad del tanque. Remover el óxido y pintar elementos metálicos afectados, programar cambio de juntas y empaquetaduras, verificar estado del aliviadero de presión.	Anual
20	Limpieza y mantenimiento de los aisladores.	Cada 6 meses
21	Inspección limpieza y mantenimiento de las empaquetaduras, revisión y limpieza de la base del aislador.	Cada 2 años
22	Realizar ajuste de yugos, tuercas, columnas, chapas magnéticas y todo el sistema de soporte del núcleo para reducir vibración.	Cada 2 años
23	Inspeccionar y limpiar la superficie de los aisladores y pasatapas.	Cada 6 meses
24	Realizar ajuste de yugos, tuercas, columnas, chapas magnéticas y todo el sistema de soporte del núcleo.	Cada 2 años
25	Señalizar los puntos de trabajo con cintas de seguridad parantes y mallas, revisar normatividad vigente para señalética no existente o faltante.	Anual

N°	Actividad de Mantenimiento	Frecuencia
26	Verificar que el ingreso a la subestación y celdas de media y baja tensión estén cerrados y que el acceso sea solo para personal calificado.	Mensual
27	Verificar que sistema de iluminación sea adecuado en el área de trabajo y se encuentre operativo.	Mensual
28	Proporcionar al personal operativo el manual de operación y mantenimiento de la subestación eléctrica, capacitar al personal para su correcta implementación y uso.	Cada 6 meses

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 7: Actividades de Mantenimiento para la Celda de Baja Tensión

N°	Actividad de Mantenimiento	Frecuencia
1	Medir aislamiento de los conductores eléctricos y verificar posible presencia de humedad en el interior de la subestación.	Anual
2	Medir aislamiento de los conductores eléctricos y verificar las corrientes nominales de los circuitos alimentadores, llevar registro de datos en hora punta y fuera de punta.	Anual
3	Medir aislamiento de los conductores eléctricos, verificar el no aprisionamiento de cables y su libre recorrido físico en ductos y buzones de salida de la subestación.	Cada 6 meses
4	Verificar a detalle los terminales de los cables de alimentación. Ajustar las conexiones de los cables y verificar su correcto prensado. Verificación con análisis Termográfico para detección de puntos calientes.	Cada 6 meses
5	Verificación del estado del dispositivo. Prueba funcional del interruptor, verificación de los ajustes nominales.	Anual
6	Verificación del estado del dispositivo. Prueba funcional del interruptor, verificación de los ajustes nominales.	Anual
7	Verificación del estado del dispositivo. Prueba funcional del interruptor.	Anual
8	Cambiar el Interruptor cuando la palanca de mecanismo de maniobra se encuentre dañado o roto.	Anual

N°	Actividad de Mantenimiento	Frecuencia
9	Verificar a detalle los terminales de los interruptores termomagnéticos. Ajustar las conexiones de los contactos y verificar su correcto apriete. Verificación con análisis Termográfico para detección de puntos calientes.	Cada 6 meses
10	Verificación del estado del relé de sobre tensión. Prueba funcional del relé, verificación del estado y configuración del dispositivo.	Cada 6 meses
11	Verificar a detalle los terminales, bornes y accesorios del relé de sobre tensión. Ajustar las conexiones de los contactos y verificar su correcto apriete.	Cada 6 meses
12	Verificar a detalle los puntos de conexión en las barras de cobre. Ajustar las conexiones de los cables a las barras y entre éstas y verificar su correcto torqueado. Verificación con análisis Termográfico para detección de puntos calientes en el sistema de barras.	Anual
13	Reiniciar y reprogramar parámetros de configuración, inspeccionar y verificar el estado del medidor, realizar prueba funcional.	Cada 6 meses
14	Inspeccionar y verificar el estado del medidor, realizar prueba de aislamiento al equipo multifunción.	Cada 6 meses
15	Inspeccionar y verificar el estado del medidor, realizar prueba de aislamiento al equipo multifunción.	Cada 6 meses
16	Verificar el estado de los contactos del medidor, realizar ensayo de continuidad con multímetro.	Cada 6 meses
17	Verificar a detalle los bornes del transformador de corriente. Ajustar las conexiones de los contactos y verificar su correcto apriete. Verificar la no apertura del circuito secundario, realizar limpieza y ajuste de conexiones.	Cada 6 meses
18	Realizar ensayo de aislamiento del transformador de corriente, verificar posible presencia de humedad en el interior de la subestación.	Cada 6 meses
19	Realizar medición del sistema de puesta a tierra de la subestación, verificar continuidad en conectores y cables, realizar el ajuste de los conectores en los pozos.	Cada 6 meses
20	Realizar medición del sistema de puesta a tierra de la subestación, verificar continuidad en conectores y cables, realizar el ajuste de los conectores en los pozos.	Cada 6 meses
21	Realizar medición del sistema de puesta a tierra de la subestación, verificar continuidad en conectores y cables, realizar el ajuste de los conectores en los pozos.	Cada 6 meses

22	Verificar la resistividad el terreno, realizar medición del sistema de puesta a tierra, verificar continuidad en conectores y cables, realizar el ajuste de los conectores en los pozos.	Cada 6 meses
----	--	--------------

Fuente: Elaboración Propia

2.8. Tipos de pruebas a la subestación

2.8.1. Escaneo de puntos calientes con la cámara Termográfica en las celdas, sistema de barras y equipos.

Grupo de Trabajo:

- Supervisor Eléctrico
- Técnico Electricista

Equipo de Protección Personal Requerido:

- Casco de seguridad dieléctrico clase E
- Zapatos de seguridad dieléctricos 20 KV
- Lentes de seguridad protección UV

Documentación Requerida:

- Orden de Trabajo (Anexo A-1)
- Permiso de ingreso a Sala Eléctrica (Anexo A-2)
- Permiso de trabajo (Anexo A-3)
- Análisis de Trabajo Seguro ATS (Anexo A-4)

Equipo de Medición:

- Cámara Termográfica FLUKE Ti40 para mantenimiento predictivo.



Figura 11: Vera, C. (2017). Cámara Termográfica FLUKE Ti 40.
[Fotografía]. Propiedad de Tecsup – Arequipa.

Actividades Pre – Operacionales

- Asignar personal calificado del área para la captura de imágenes y toma de datos.
- Poseer los permisos de trabajo requeridos para ejecutar la actividad, con las firmas correspondientes del supervisor y jefe de área
- Verificar el estado del equipo a utilizar.
- Verificar el estado de carga de las baterías de la cámara.
- Verificar que la memoria externa tenga suficiente espacio de almacenamiento o se encuentre completamente vacía.
- Para la inspección termográfica, se calibrará la cámara siguiendo los siguientes pasos:
 - Enfoque del objeto a estudiar.
 - Rango de temperatura a medir.
 - Distancia del objeto.
 - Parámetro de Objeto. Emisividad, distancia de la cámara al objeto, temperatura ambiente.
- Estos parámetros van a incidir sobre el tipo de lente a utilizar y en la distancia máxima y mínima para el estudio del objeto.

- Accedemos a sus opciones de configuración presionando el botón menú del instrumento.
- Nos dirigiremos a la opción de configuraciones de la cámara luego rango y distancia del objeto y la sub-opción de Lente.
- Elegimos la opción de configuración de imagen para aumentar la calidad de imagen en alta para un mejor análisis posterior.
- Por último, seleccionamos la sub- opción de Emisividad para configuración de la temperatura ambiente y de una tabla de valores de emisividad de material configurar este valor.

Evaluación Termografía en Campo

- La inspección termografica y visual, se realizará desde la fuente hasta la carga, deteniéndose con detalle en las conexiones y empalmes de los circuitos, barras y equipos.
- Una vez identificada una posible sobre temperatura, esta debe ser evaluada desde diversas perspectivas para obtener más información, y para confirmar que el diagnostico sea correcto con la finalidad de desaparecer cualquier reflejo o radiación.
- Al momento de realizar una captura tener en cuenta que debemos presionar el botón por al menos 3 a 5 segundos para que guarde tanto la imagen termografica e imagen visual.
- Dado que se realizarán capturas en celdas energizadas, mantener una distancia prudente de los gabinetes, y hacer la evaluación de los puntos relevantes.
- El asistente de termografía, tomará nota de las anomalías encontradas, realizara una inspección visual de los equipos con la finalidad de verificar sus condiciones, anotará las características de los equipos, conductores instalados o cualquier otro elemento necesario para el informe preliminar.
- De encontrarse puntos críticos, generar el pre-informe con actividades urgentes detectadas en medición de campo, re-inspeccionar en un lapso de 24 a 48 horas luego de que se hayan realizado las reparaciones correspondientes.

- Generar el informe correspondiente el software SmartView.
- Entregar del informe termográfico en el plazo establecido después de la ejecución del trabajo, donde se detallará la evaluación de las fotografías térmicas que se encuentren con excepciones para ser reguladas por el personal técnico.
- Realizar el monitoreo de estado de los equipos inspeccionados.

Generación de Informe con Software SmartView

- Instalar el software SmartView de Fluke en el ordenador.
- Una vez ya instalado el software abrir el programa dirigirse hacia la barra de menú y abrir.
- Buscar la carpeta de los archivos generados por el instrumento, estos archivos tendrán la extensión .is2, hacer click en abrir.
- Una vez abierto el archivo nos dirigimos a la paleta de opciones, hacer click en Editar Imagen Activa para poder manipular, dar detalles, afinar la calidad de imagen.
- Para generar el informe ir a la barra de menú y hacer click en Informe / Asistente.
- Por último, establecer los parámetros que se agregaran al informe, modificar la caratula e información. Cuando todo esté listo hacer click en aceptar y el programa entregará en formato Word el informe final de la medición.

2.8.2. Medición del Sistema de Puesta a Tierra

Grupo de Trabajo:

- Técnico Electricista
- Ayudante Electricista

Equipo de Protección Personal Requerido:

- Casco de seguridad dieléctrico clase E
- Zapatos de seguridad dieléctricos 20 KV
- Lentes de seguridad protección UV
- Guantes dieléctricos clase 1
- Sobre-guantes de cuero
- Zapatos de seguridad dieléctricos 20 KV

Documentación Requerida:

- Orden de Trabajo (Anexo A-1)
- Permiso de trabajo (Anexo A-3)
- Análisis de Trabajo Seguro ATS (Anexo A-4)

Equipo de Medición:

- Telurómetro Digital marca MEGABRASS MTD 20KWe para medición de resistividad y resistencia de puesta a tierra.



Figura 12: Vera, C. (2017). Telurómetro MEGABRASS MTD 20KWe.
[Fotografía]. Propiedad de Tecsup – Arequipa.

Actividades Pre – Operacionales

- Asignar personal calificado del área para la medición del sistema de puesta a tierra SPAT.
- Poseer los permisos de trabajo requeridos para ejecutar la actividad, con las firmas correspondientes del supervisor y jefe de área
- Verificar el estado del equipo a utilizar.
- Verificar el estado de carga de la batería del Telurómetro.

Medición de la resistencia del pozo de tierra

- Ubicar el equipo en campo al pie del pozo de tierra a medir.
- Instalar el equipo colocando las picas del equipo en forma lineal espaciadas entre ellas una distancia de cinco metros.
- Desconectar los cables de llegada de tierra de los tableros al pozo desajustando el conector tipo Anderson con una llave boca corona o alicate tipo punta de loro.
- Conectar la terminal correspondiente a la varilla de puesta a tierra.
- Una vez conectados todos los terminales del Telurómetro proceder a probar primero la presencia de alguna tensión de defecto ocasionada por corrientes parásitas en el terreno colocando la perilla de función en la posición “V” y presionando el botón “START” por tres segundos.
- Posteriormente cambiar primero la perilla de función a la posición “R” y la perilla de rango moverla a la de mayor escala que es la de 20000 K Ω para realizar una primera medición, a medida que se inyecta la corriente al terreno se debe ir bajando la perilla de escala hasta la posición de mayor resolución de lectura.
- Tomar los datos a diferentes posiciones radiales.
- Presentar el informe de medición.

2.8.3. Pruebas de Resistencia de Aislamiento del Transformador y Cable de

Media Tensión.

Grupo de Trabajo:

- Supervisor Electricista
- Técnico Electricista
- Ayudante Electricista

Equipo de Protección Personal Requerido:

- Casco de seguridad dieléctrico clase E
- Zapatos de seguridad dieléctricos 20 KV
- Lentes de seguridad protección UV
- Guantes dieléctricos clase 2
- Sobre-guantes de cuero
- Zapatos de seguridad dieléctricos 20 KV

Documentación Requerida:

- Orden de Trabajo (Anexo A-1)
- Permiso de ingreso a Sala Eléctrica (Anexo A-2)
- Permiso de trabajo (Anexo A-3)
- Análisis de Trabajo Seguro ATS (Anexo A-4)
- Verificación de seguridad para Bloqueo y Etiquetado (Anexo A-5)
- Guía de Usuario Megger MIT 520/2
- Norma ANSI/IEEE Std. 43-2000
- Norma ANSI/IEEE Std. 62-1995
- Guía para pruebas de diagnóstico de aislamiento

Equipo de Medición:

- Megómetro Digital marca MEGGER MIT 520 para medición de aislamiento.



Figura 13: Vera, C. (2017). Megómetro Digital marca MEGGER MIT520.
[Fotografía]. Propiedad de Tecsup – Arequipa.

Actividades Pre – Operacionales

- Desconectar los interruptores de baja tensión.
- Desconectar los seccionadores de media tensión.
- Verificar la ausencia de tensión en las barras.
- Verificar la ausencia de tensión en el cable subterráneo y transformador de distribución.
- Identificar los cables de media tensión, de acuerdo a su designación.
- Previo a la realización de las pruebas limpiar y ajustar los bornes del cable subterráneo.
- Instalar el equipo de medición en un lugar seguro y estable.

2.8.3.1. Medición del Aislamiento del Cable Subterráneo de Media

Tensión:

- *Prueba de fase contra fase:*

Configurar el equipo de medición y realizar el conexionado como la figura:

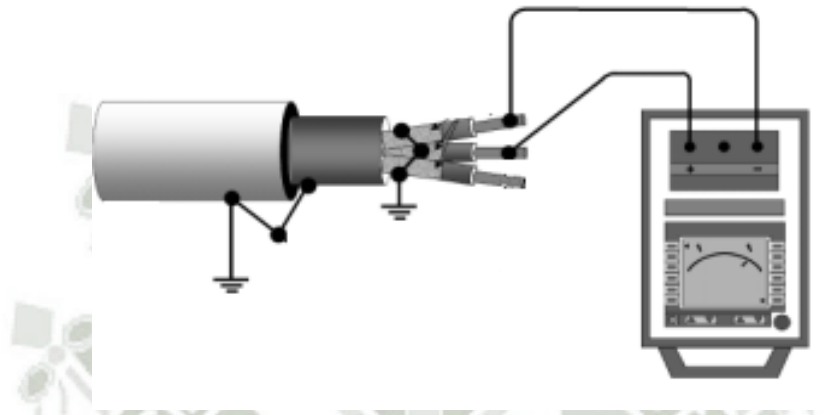


Figura 14: Guía de Aislamiento de MEGGER (2000). Esquema de conexión para medición de aislamiento Fase contra Fase de cable tripolar [Figura] (p.62).

- Configurar el voltaje de prueba seleccionando los cursores $\nabla \blacktriangle \nabla$ a un nivel de 500 Vdc, seleccionar el tiempo de 10 minutos con los cursores $\nabla T \nabla$; pulsar el botón “Modo” hasta obtener el indicador “IR” que indica la Resistencia de Aislamiento y el botón “Función” para obtener en la pantalla el indicador de avería que servirá para parar la prueba si se conecta incorrectamente los cables (“+”, “G” y “-“).
- La anterior configuración está planeada para una lectura básica de aislamiento, si se desea obtener una medición específica se deberá cambiar la configuración del modo y la función, además si se desea grabar los datos se debe presionar el botón de “Grabar” antes de realizar la medición y posterior a las mediciones realizadas descargar las mediciones a un ordenador usando el puerto “RS232 o USB” que cuenta el “Administrador de Descarga” de Megger.

- Conectar la punta de prueba positiva a una fase, por ejemplo “Fase R”
- Conectar la punta de prueba negativa a una fase, por ejemplo “Fase S”
- Tomar apunte de la temperatura de ensayo.
- Presionar el botón de “Prueba” del equipo MIT 520/2 para iniciar la medición.
- Tomar las lecturas de la resistencia de aislamiento durante 10 minutos.
- Aplicar el factor de corrección de resistencia para una temperatura de 20°C.
- Calcular el índice de polarización y el índice de absorción.
- Realizar los pasos anteriores para las otras fases (R-S, R-T y S-T)

- ***Prueba de fase contra tierra:***

Configurar el equipo de medición y realizar el conexionado como la figura:

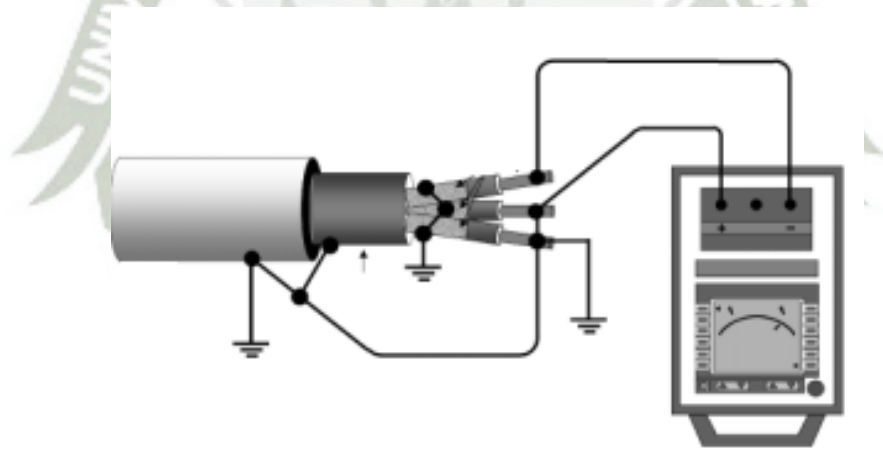


Figura 15: Guía de Aislamiento de MEGGER (2000). Esquema de conexión para medición de aislamiento Fase contra Tierra de cable tripolar. [Figura] (p.62).

- Configurar el voltaje de prueba seleccionando los cursores $\nabla \blacktriangle \nabla$ a un nivel de 500 Vdc, seleccionar el tiempo de 10 minutos con los cursores

"T▲T▼"; pulsar el botón "Modo" hasta obtener el indicador "IR" que indica la Resistencia de Aislamiento y el botón "Función" para obtener en la pantalla el indicador de avería que servirá para parar la prueba si se conecta incorrectamente los cables ("+", "G" y "-").

- Conectar la punta de prueba positiva a tierra.
- Conectar la punta de prueba negativa a una fase, por ejemplo "Fase R"
- Tomar apunte de la temperatura de ensayo.
- Presionar el botón de "Prueba" del equipo MIT 520/2 para iniciar la medición.
- Tomar las lecturas de la resistencia de aislamiento durante 10 minutos.
- Aplicar el factor de corrección de resistencia para una temperatura de 20°C.
- Calcular el índice de polarización y el índice de absorción.
- Realizar los pasos anteriores para las otras fases con tierra.

2.8.3.2. Medición de Aislamiento del Transformador de Distribución

- ***Prueba de Baja Tensión contra Alta Tensión más Tierra:***
 - Descargar el transformador (aterrar las boquillas de alta y baja tensión).
 - Verificar la ausencia de energía remanente del transformador.
 - Desconectar los fusibles de media tensión.
 - Registrar la posición de TAP.
 - Desconectar todos los terminales de boquillas del lado secundario del transformador.
 - Observar que no se presenten cambios bruscos de temperatura durante la prueba.
 - Previo a la realización de las pruebas limpiar las boquillas de polvo y humedad.
 - Se deben poner puentes entre los terminales de las boquillas de los devanados primario y secundario.

- Configurar el equipo de medición y realizar el conexionado como la figura:

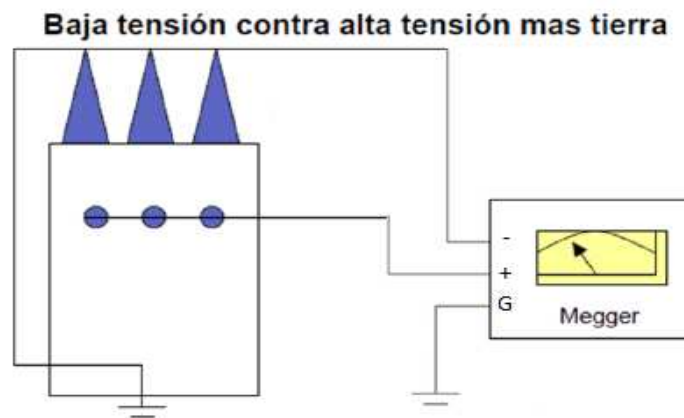


Figura 16: Guía de Aislamiento de MEGGER (2000). Esquema de Conexión para Medición de Aislamiento en Transformador Lado de BT contra AT más Tierra. [Figura] (p.66).

- Configurar el voltaje de prueba seleccionando los cursores $\nabla \blacktriangle \nabla$ a un nivel de 5 kVdc, seleccionar el tiempo de 10 minutos con los cursores $\nabla \blacktriangle \nabla$; pulsar el botón “Modo” hasta obtener el indicador “IR” que indica la Resistencia de Aislamiento y el botón “Función” para obtener en la pantalla el indicador de avería que servirá para parar la prueba si se conecta incorrectamente los cables (“+”, “G” y “-“).
- Cortocircuitar los bornes de baja tensión con un alambre de cobre.
- Cortocircuitar los bornes de alta tensión más tierra con un alambre de cobre.
- Conectar la punta de prueba positiva a alta tensión más tierra.
- Conecta la punta de prueba negativa a baja tensión.
- Tomar apunte de la temperatura de ensayo.
- Presionar el botón de “Prueba” del equipo MIT 520/2 para iniciar la medición.
- Tomar las lecturas de la resistencia de aislamiento durante 10 minutos.
- Aplica el factor de corrección de resistencia para una temperatura de 20°C.
- Calcular el índice de polarización y el índice de absorción.

- **Prueba de Alta Tensión contra Baja Tensión más Tierra:**

Configurar el equipo de medición y realizar el conexionado como la figura:

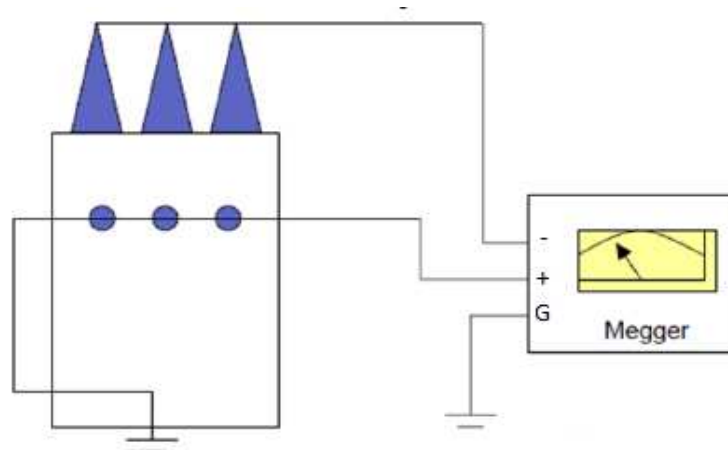


Figura 17: Guía de Aislamiento de MEGGER (2000). Esquema de Conexión para Medición de Aislamiento en Transformador Lado de AT contra BT más Tierra. [Figura] (p.66).

- Configurar el voltaje de prueba seleccionando los cursores **V▲V▼** a un nivel de 5 kVdc, seleccionar el tiempo de 10 minutos con los cursores **T▲T▼**; pulsar el botón “Modo” hasta obtener el indicador “IR” que indica la Resistencia de Aislamiento y el botón “Función” para obtener en la pantalla el indicador de avería que servirá para parar la prueba si se conecta incorrectamente los cables (“+”, “G” y “-”).
- Cortocircuitar los bornes de alta tensión con un alambre de cobre.
- Cortocircuitar los bornes de baja tensión más tierra con un alambre de cobre.
- Conecta la punta de prueba positiva a baja tensión más tierra.
- Conecta la punta de prueba negativa a alta tensión.
- Tomar apunte de la temperatura de ensayo.
- Presionar el botón de “Prueba” del equipo MIT 520/2 para iniciar la medición.
- Tomar las lecturas de la resistencia de aislamiento durante 10 minutos.

- Aplica el factor de corrección de resistencia para una temperatura de 20°C.
- Calcula el índice de polarización y el índice de absorción.

- ***Prueba de Alta Tensión contra Baja Tensión:***

Configurar el equipo de medición y realizar el conexionado como la figura:

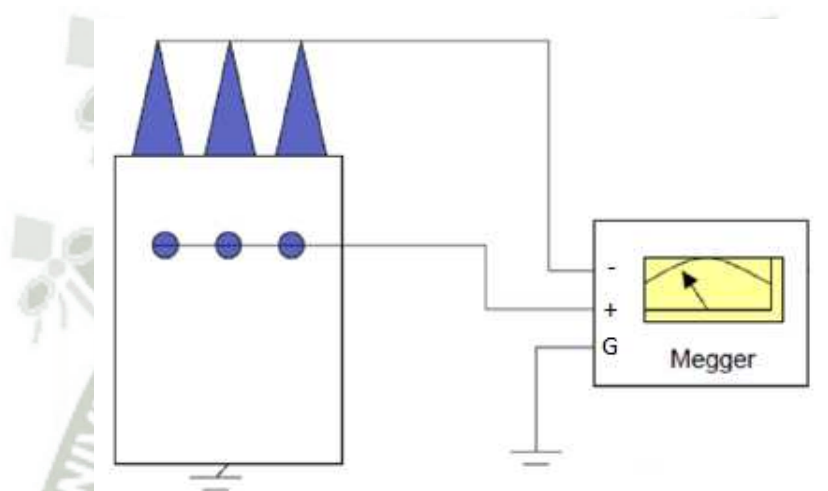


Figura 18: Guía de Aislamiento de MEGGER (2000). Esquema de Conexión para Medición de Aislamiento en Transformador Lado de AT contra BT.
[Figura] (p.66).

- Configurar el voltaje de prueba seleccionando los cursores $\nabla \blacktriangle \nabla$ a un nivel de 5 kVdc, seleccionar el tiempo de 10 minutos con los cursores $\nabla \blacktriangle \nabla$; pulsar el botón “Modo” hasta obtener el indicador “IR” que indica la Resistencia de Aislamiento y el botón “Función” para obtener en la pantalla el indicador de avería que servirá para parar la prueba si se conecta incorrectamente los cables (“+”, “G” y “-”).
- Cortocircuitar los bornes de alta tensión con un alambre de cobre.
- Cortocircuitar los bornes de baja tensión con un alambre de cobre.
- Conecta la punta de prueba positiva a alta tensión.
- Conecta la punta de prueba negativa a baja tensión.

- Tomar apunte de la temperatura de ensayo.
- Presionar el botón de “Prueba” del equipo MIT 520/2 para iniciar la medición.
- Tomar las lecturas de la resistencia de aislamiento durante 10 minutos.
- Aplica el factor de corrección de resistencia para una temperatura de 20°C.
- Calcula el índice de polarización y el índice de absorción.

- **Prueba de Alta Tensión contra Tierra**

Configurar el equipo de medición y realizar el conexionado como la figura:

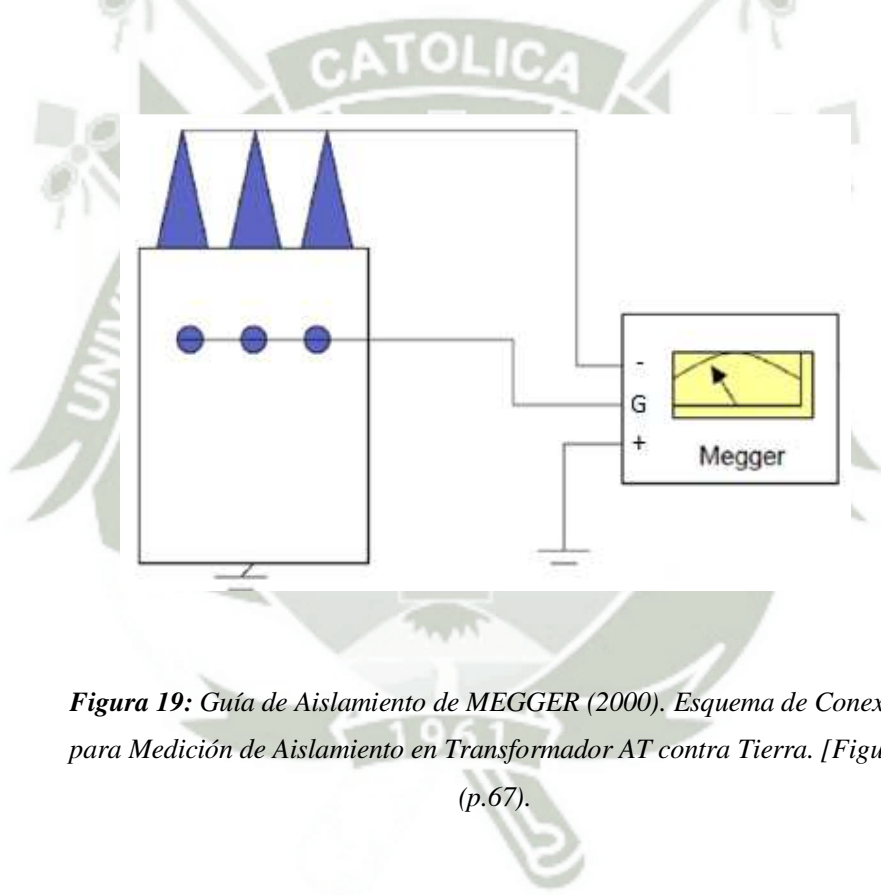


Figura 19: Guía de Aislamiento de MEGGER (2000). Esquema de Conexión para Medición de Aislamiento en Transformador AT contra Tierra. [Figura] (p.67).

- Configurar el voltaje de prueba seleccionando los cursores $\nabla \blacktriangle \nabla$ a un nivel de 5 kVdc, seleccionar el tiempo de 10 minutos con los cursores $\nabla \blacktriangle \nabla$; pulsar el botón “Modo” hasta obtener el indicador “IR” que indica la Resistencia de Aislamiento y el botón “Función” para obtener en

la pantalla el indicador de avería que servirá para parar la prueba si se conecta incorrectamente los cables (“+”, “G” y “-”).

- Cortocircuitar los bornes de alta tensión con un alambre de cobre.
- Cortocircuitar los bornes de baja tensión con un alambre de cobre.
- Conecta la punta de prueba positiva a tierra.
- Conecta la punta de prueba negativa a alta tensión.
- Tomar apunte de la temperatura de ensayo.
- Presionar el botón de “Prueba” del equipo MIT 520/2 para iniciar la medición.
- Tomar las lecturas de la resistencia de aislamiento durante 10 minutos.
- Aplica el factor de corrección de resistencia para una temperatura de 20°C.
- Calcula el índice de polarización y el índice de absorción.
- **Prueba de Baja tensión contra Tierra**

Configurar el equipo de medición y realizar el conexionado como la figura:

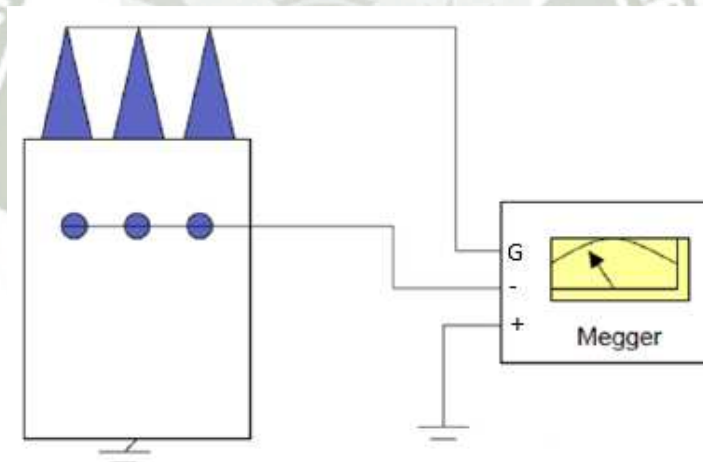


Figura 20: Guía de Aislamiento de MEGGER (2000). Esquema de Conexión para Medición de Aislamiento en Transformador BT contra Tierra. [Figura] (p.67).

- Configurar el voltaje de prueba seleccionando los cursores   a un nivel de 500 Vdc, seleccionar el tiempo de 10 minutos con los cursores

"T▲T▼"; pulsar el botón "Modo" hasta obtener el indicador "IR" que indica la Resistencia de Aislamiento y el botón "Función" para obtener en la pantalla el indicador de avería que servirá para parar la prueba si se conecta incorrectamente los cables ("+", "G" y "-").

- Cortocircuitar los bornes de alta tensión con un alambre de cobre.
- Cortocircuitar los bornes de baja tensión con un alambre de cobre.
- Conecta la punta de prueba positiva a tierra.
- Conecta la punta de prueba negativa a baja tensión.
- Tomar apunte de la temperatura de ensayo.
- Presionar el botón de "Prueba" del equipo MIT 520/2 para iniciar la medición.
- Tomar las lecturas de la resistencia de aislamiento durante 10 minutos.
- Aplica el factor de corrección de resistencia para una temperatura de 20°C.
- Calcula el índice de polarización y el índice de absorción.

Actividades Post – Operacionales

- Limpieza, revisión y reapriete de aisladores de alta y baja tensión con torque adecuado.
- Revisión del estado de empaquetaduras con reapriete de pernos, vigas soporte del transformador (ferretería completa).
- Revisión del estado de pintura y oxido si hubiese en transformador y su respectiva limpieza.
- Revisión del nivel de aceite dieléctrico, conexiones a tierra, indicador de temperatura, frasco y sílica gel y otros instrumentos de control del transformador.
- Revisión del estado de los fusibles, los interruptores y seccionadores.
- Verificar que ninguna herramienta fue olvidada en la subestación.
- Orden y limpieza de la subestación.

2.8.4. Prueba de Relación de Transformación

Grupo de Trabajo:

- Supervisor Electricista
- Técnico Electricista

Equipo de Protección Personal Requerido:

- Casco de seguridad dieléctrico clase E
- Zapatos de seguridad dieléctricos 20 KV
- Lentes de seguridad
- Guantes dieléctricos clase 2
- Sobre-guantes de cuero

Documentación Requerida:

- Orden de Trabajo (Anexo A-1)
- Permiso de ingreso a Sala Eléctrica (Anexo A-2)
- Permiso de trabajo (Anexo A-3)
- Análisis de Trabajo Seguro ATS (Anexo A-4)
- Verificación de seguridad para Bloqueo y Etiquetado (Anexo A-5)
- Manual de instrucciones Megger TTR 100.
- IEEC C57.12.90-1993 IEEE Standard test code for liquid - immersed distribución, power, and regulating transformers.

Equipo de Medición:

- Medidor de Relación de Transformación Digital TTR marca MEGGER TTR100 para medición de relación de transformación.



Figura 21: Vera, C. (2017). TTR Digital marca MEGGER TTR100.
[Fotografía]. Propiedad de Tecsup – Arequipa.

Actividades Pre – Operacionales

- Desconectar los interruptores de baja tensión.
- Desconectar los seccionadores de media tensión.
- Verificar la ausencia de tensión en las barras.
- Verificar la ausencia de tensión en el Transformador de Distribución.
- Observar la placa de datos del transformador al cual se le realizará la prueba de relación de transformación con el Megger TTR 100.
- Colocar los cables en sus terminales correctos ubicados en la superior del equipo.

Determinar los bornes de alta y baja tensión (primario/secundario) y colocar los cables H y X respectivamente en el transformador.

Medición y Configuración del TTR

- Una vez encendido el equipo accedemos al menú principal, seleccionar el N° 5 desde el teclado del equipo.
- A continuación se establece el Standard que utilizaremos presionando la tecla N° 1 desde el teclado y selección con las teclas direccionales: ANSI, IEC o AS. Para el caso de nuestro transformador se trabajará con el Standard IEC lo seleccionamos y presionamos la tecla ENTER.
- Seguidamente presionar la tecla N° 2 y determinaremos la unidad de fase en el que deseamos obtener ese datos en nuestro caso colocaremos GRADOS y presionamos la tecla ENTER.
- A continuación presionar la tecla N° 3 desde el teclado del equipo para activar o desactivar la RESISTENCIA TEST, en nuestro caso seleccionamos SI y presionamos la tecla ENTER.
- Finalmente presionar la tecla N° 4 desde el teclado del equipo para activar o desactivar la POLARIDAD, en nuestro caso seleccionar NO y presionar la tecla ENTER; finalmente presionar la tecla N° 6 para regresar al MENU PRINCIPAL y seguir con la configuración del tipo y conexión de nuestro transformador.
- Encender el equipo TTR 100 y verificar el porcentaje de carga, esperar unos segundos y en el display aparecerá el MENU PRINCIPAL.
- Marcar el N° 1 en el teclado y determinar si nuestro transformador es MONOFASICO, TRIFASICO o TIPO T; en nuestro caso seleccionar el N° 2 de trifásico.
- A continuación en la pantalla aparecerán diversos tipos de conexiones, para determinar el tipo de conexión de nuestro transformador deberemos observar la placa de datos del mismo y seleccionar con el teclado en nuestro caso presionaremos el N° 4.
- Una vez seleccionado el tipo de conexión de nuestro transformador en la pantalla nos aparecerán grupos vectoriales, seleccionamos de acuerdo a nuestra placa de datos en nuestro caso el N°2 y presionamos la tecla ENTER.

- Después de colocar el tipo y la configuración de nuestro transformador (Dyn5) pasaremos a ingresar los datos para poder realizar un TEST TOTAL; presionamos el N° 3 en el teclado del equipo.
- Presionar en el teclado del equipo el N° 2 y colocar el ID o nombre de la prueba o ID y luego presionar la tecla ENTER.
- A continuación presionar el N° 3 en el teclado del equipo de medición y colocar el voltaje LINEA – LINEA del devanado primario; en nuestro caso colocar 10000 este dato se podrá encontrar en la placa de datos del transformador y presionar la tecla ENTER.
- Seguidamente presionar en el teclado del equipo el N° 4 y proceder a colocar el número de TAPS que posee el transformador, dicho valor lo podemos encontrar en la placa de datos del mismo; en nuestro caso colocar el N° 5 y presionar la tecla ENTER.
- Finalmente presionar en el teclado del equipo el N° 1 para poder continuar con la configuración.
- A continuación presionar en la tecla N° 2 para poder determinar el número de TAP de voltaje nominal del transformador; dicho dato puede obtenerse de la placa de datos; colocar el TAP N° 3 y presionar la tecla ENTER.
- Seguidamente presionar en el teclado del equipo el N° 3 y colocar el número de TAP del voltaje mayor del lado de mayor tensión; en nuestro caso colocar el N° 1 de acuerdo a la placa de datos y presionar la tecla ENTER.
- Finalmente presionar en el teclado del equipo el N° 4 e ingresar el valor de voltaje del TAP mayor en nuestro caso según placa de datos el voltaje del TAP mayor es 10500 Vac y presionar la tecla ENTER y el N° 1 para continuar.
- Seguidamente presionar el N° 2 para ingresar al voltaje mayor del devanado secundario del transformador en nuestro caso colocar 400 Vac de acuerdo a la placa de datos y presionar la tecla ENTER.
- A continuación presionar en el teclado del equipo el N° 3 para poder determinar el número de TAPS en el devanado secundario del transformador en nuestro caso colocar 0 porque no tenemos TAP en el devanado secundario y presionar ENTER y el N° 1 para continuar.

- Finalmente confirmar en la pantalla del equipo que el voltaje nominal del devanado primario sea de 10000 Vac y del devanado secundario sea de 400 Vac y presionar la tecla N° 3 para iniciar al test.
- Después de ajustar y configurar los parámetros del transformador en el Megger TTR 100 proceder a realizar las conexiones del Megger TTR 100 al transformador.
- Después de realizar las conexiones en el transformador proceder a dar inicio al Test Total. Presionar la tecla N° 3 para dar inicio al test con el Megger TTR 100.
- Los tiempos de medición serán:
- 4 – 6 segundos Test Rápido: Para test de medición de relación de espiras, desplazamiento de fase, corriente de excitación, polaridad y grupo vectorial del transformador.
- 20 - 120 segundos Test Total: Para test de medición de relación de espiras, desplazamiento de fase, corriente de excitación, polaridad y grupo vectorial del transformador y resistencia CC de los devanados, dependiendo del tipo y la especificación de potencia del transformador.
- Terminada la prueba, el Megger TTR100 mostrará los primeros valores obtenidos.
- Después de realizar las pruebas con cada una de las conexiones se obtendrán los siguientes resultados:
- N: Relación de transformación TEORICA calculada por el Megger TTR100.
- NA, NB, NC: Relación de espiras de un transformador trifásico para fases A, B y C respectivamente.
- DEV: Diferencia entre las relaciones de espiras calculada y medida en %.
- IA, IB, IC: Corrientes de excitación de transformador trifásico para fases A, B y C respectivamente.
- PA, PB, PC: Angulo de fase (desplazamiento) entre el devanado primario y los devanados secundarios de transformador trifásico para fases A, B y C respectivamente.
- RHA, RHB, RHC: Resistencia de devanado primario de transformador trifásico para fases A, B y C respectivamente.

- RXA, RXB, RXC: Resistencia de devanado secundario de transformador trifásico para fases A, B y C respectivamente.

2.8.5. Prueba de Resistencia de Contactos

Grupo de Trabajo:

- Supervisor Electricista
- Técnico Electricista

Equipo de Protección Personal Requerido:

- Casco de seguridad dieléctrico clase E
- Zapatos de seguridad dieléctricos 20 KV
- Guantes dieléctricos clase 2
- Sobre-guantes de cuero
- Lentes de seguridad

Documentación Requerida:

- Orden de Trabajo (Anexo A-1)
- Permiso de ingreso a Sala Eléctrica (Anexo A-2)
- Permiso de trabajo (Anexo A-3)
- Análisis de Trabajo Seguro ATS (Anexo A-4)
- Verificación de seguridad para Bloqueo y Etiquetado (Anexo A-5)
- Guía de Usuario Megger DLRO10HD

Equipo de Medición:

- Medidor Digital marca MEGGER DLRO10HD para medición de resistencia de contactos.



Figura 22: Vera, C. (2017). Equipo Digital marca MEGGER DLRO10HD para Medición de Resistencia de Contactos. [Fotografía]. Propiedad de Tecsup – Arequipa.

Actividades Pre – Operacionales

- Desconectar los interruptores de baja tensión.
- Desconectar los seccionadores de media tensión.
- Verificar la ausencia de tensión en las barras.
- Verificar la ausencia de tensión en el Transformador de Distribución.
- Instalar el equipo de medición en un lugar seguro y estable.

Prueba de Medición de Contactos

- Encender el equipo colocando el selector de modo en modo continuo, para obtener la resistencia de contactos en intervalos de 3 segundos.
- Configurar el selector de rango en $100\mu A/2.5k\Omega$ inicialmente para obtener un valor aproximado de la resistencia de los contactos.
- Presionar el botón TEST para iniciar las pruebas.

- Tomar las lecturas aproximadas de la resistencia de contactos
- Presione el botón TEST nuevamente para detener la prueba.
- Luego de obtener el valor aproximado de la resistencia de contactos configurar el selector de rango en la posición adecuada según los resultados obtenidos.
- Presionar el botón TEST para iniciar las pruebas.
- Tomar las lecturas aproximadas de la resistencia de contactos
- Presione el botón TEST nuevamente para detener la prueba.
- Realizar los pasos anteriores dos veces más para obtener varios valores y verificar que sean los correctos.

Pasos al término de las pruebas:

- Desconexión de los equipos.
- Verificar que ninguna herramienta quede en la celda de Media Tensión.
- Orden y limpieza.

2.9. Formatos Requeridos para la Intervención de la Subestación

Tabla 8: *Formatos de Gestión para el Mantenimiento*

Nº	Nombre del Formato	Formato
1	Orden de Trabajo	A - 1
2	Permiso de ingreso a Sala Eléctrica	A - 2
3	Permiso de trabajo	A - 3
4	Análisis de Trabajo Seguro ATS	A - 4
5	Verificación de seguridad para Bloqueo y Etiquetado	A - 5

Fuente: *Elaboración Propia*

CONCLUSIONES

PRIMERO:

Se logró elaborar un Plan de Mantenimiento para la subestación de Tecsup, basada y sustentada en la metodología de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad RCM principalmente para el transformador de 250 KVA y el sistema de distribución de baja tensión 380/220 V.

SEGUNDO:

Aplicando lo obtenido con este análisis se logró documentar la metodología RCM para el transformador y sistema de baja tensión de la subestación elaborando el plan de mantenimiento para su aplicación.

TERCERO:

Se logró realizar el análisis de modos y efectos de fallo (FMEA) del transformador y tablero eléctrico de baja tensión y con ello se consiguió identificar las posibles fallas y sus consecuencias lo que permitió determinar la criticidad de cada una estableciendo un plan de acción para la subestación.

CUARTO:

Se logró obtener las tareas de mantenimiento adecuadas de mantenimiento preventivo estableciendo también las frecuencias para cada una de ellas para poder evitar posibles fallas con la finalidad de garantizar la completa funcionalidad del equipo y seguridad de los operadores.

QUINTO:

Se logró obtener los procedimientos de mantenimiento y operación de los equipos de la subestación necesaria para la capacitación y entrenamiento del personal de mantenimiento.

RECOMENDACIONES

PRIMERO:

Se recomienda llevar un registro histórico de fallas para seguir evaluando el estándar de mantenimiento aplicado.

SEGUNDO:

Se recomienda seguir los procedimientos e instructivos establecidos de trabajo en este manual para evitar accidentes y salvaguardar la integridad física del personal de mantenimiento.

TERCERO:

Se recomienda implementar el plan de mantenimiento para la subestación y de esta forma se pueda cuantificar la mejora de su aplicación.

CUARTO:

Se sugiere completar el plan y extender a los equipos faltantes de la subestación como por ejemplo el tablero el seccionador de potencia y el grupo electrógeno de respaldo.

QUINTO: Se recomienda seguir monitoreando los activos de mantenimiento para diagnosticar y predecir cualquier falla crítica que pueda terminar en colapso de la única fuente de energía de la Institución.

3. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABB. (2015). MEDIUM VOLTAGE PRODUCTS FUSES. Warszawa .

Alzina, R. B. (2014). *Metodología de la Investigación Educativa*. Madrid: La Muralla S.A.

Cadick Corporation. (26 de Abril de 2010). *What is Reliability Centered Maintenance?* Obtenido de http://www.mainsaver.com/pdf/Reliability_Centered_Maintenance_White_Paper.pdf

Campos, J. (17 de Octubre de 2011). Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad RCM. Ica, Perú: Universidad Nacional San Luis Gonzaga.

Carretero, J., García, F., Pérez, M., & Peña, J. (2000). *Study of Existing RELIABILITY CENTERED MAINTENANCE (RCM)*. Madrid: Universidad Politécnica de Madrid UPM.

Chapman, S. J. (2012). *Máquinas Eléctricas* . Nueva York N.Y.: MCGRAW-HILL/INTERAMERICANA EDITORES S.A.DE C.V.

Csanyi, E. (03 de Octubre de 2014). *Rating Definitions Applied to Medium Voltage Fuses*. Obtenido de Electrical Engineering Portal: <http://electrical-engineering-portal.com/rating-definitions-applied-to-medium-voltage-fuses>

DELCROSA. (s.f.). Ficha Técnica. *Transformadores de Distribución*. Lima, Perú: DELCROSA.

ELECIN S.A. (2014). *SECCIONADOR DE POTENCIA*. Lima: ELECIN.

Electricidad Serrano. (24 de Junio de 2005). *Electricidad Serrano*. Obtenido de <http://electricidadserrano.com.ar/marcas/schneider/merlin-gerin-interruptor-automatico-2/>

Facultad de Ingeniería - UDELAR. (s.f.). Transformadores de Corriente. *Introducción a los Sistemas de Protección*.

Garcia, S. (Dirección). (2013). *PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN RCM* [Película].

Guzman, G. (2012). *Manual para coordinación de fusibles en la red de media tensión*. Costa Rica: Ciudad Universitaria Rodrigo Facio.

Kessler, L. (2007). *Afinidad Eléctrica*. Obtenido de <http://www.afinidadelectronica.com/articulo.php?IdArticulo=138>

Kessler, L. (s.f.). Laboratorio.

Luna Taltique, C. (2006). *Transferencia y Sincronización Automática de Generadores de Emergencia en Instalaciones Industriales*. Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala.

Moubray, J. (2004). *RCM*. Carolina del Norte.

National Aeronautics and Space Administration . (2008). *RCM GUIDE RELIABILITY-CENTERED MAINTENANCE GUIDE*. NASA.

Ochoa, J., & Espinoza, P. (Agosto de 2012). Diseño e implementación de un modulo entredador para transferencia de enrgia electrica. Guayaquil.

PCE Instruments. (s.f.). *Medidor de Energía SIEMENS Sentron PAC3200*. Obtenido de <http://www.pce-iberica.es/medidor-detalles-tecnicos/sistemas/medidor-multifuncion-pac3200.htm>

PROMELSA. (2010). Ficha Técnica. *Transformador Trifásico*. Lima, Perú: PROMELSA.

SAE The Engineering Society For Advancing Mobility Land Sea Air and Space. (1999). *Criterios de Evaluación para Procesos de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad*. Copyright SAE International.

Sampieri, H. R. (2014). *Metodología de la Investigación*. México D.F.: McGRAW . HILL INTERAMERICANA EDITORES S.A. DE C.V.

Schneider Electric. (s.f.). CONTROLLER.

Stanley Nowlan, F., & Howard F., H. (1978). *Reliability Centered Maintenance*. Washington: Braun-Brumfield, Inc.

TEKNOMEGA S.R.L. (2009). *Barras de cobre llenas*. Obtenido de Barras de cobre llenas para distribución: <http://www.teknomega.es/departamento-paneles/barras-cobre-y-aluminio/barras-cobre-llenas>

(2014). *Transformadores de medida en media tensión*. Lima: Ritz.

4. ANEXOS



4.1. ANEXO 1: PROYECTO DE TESIS



Universidad Católica de Santa María

Escuela de Postgrado

Maestría en Ingeniería de Mantenimiento



**"DISEÑO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN
CONFIABILIDAD RCM PARA EL TRANSFORMADOR DE
DISTRIBUCIÓN DE 250 KVA Y SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE
BAJA TENSIÓN 380/220 V DE LA SUBESTACIÓN DE TECSUP -
AREQUIPA"**

Proyecto de Tesis presentado por el Bachiller:
Vera Alatrística, Christian Alejandro

Para optar el Grado Académico de:
Maestro en Ingeniería de Mantenimiento

Asesor:
Dr. Ticse Villanueva, Edwing

Arequipa - Perú

2017

ÍNDICE

1. PREÁMBULO	67
2. PLANTEAMIENTO TEÓRICO	68
2.1. Problema de Investigación.....	68
2.2. Descripción del Problema.....	68
2.3. Objetivos del estudio	69
2.4. Hipótesis del Proyecto	70
2.5. Tipo de Investigación	70
2.6. Justificación	71
2.7. Variables de la Investigación.....	72
2.8. Operacionalización de Variables	72
2.9. Matriz de Consistencia	74
3. MARCO TEÓRICO	75
3.1. Evolución Histórica del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.....	75
3.2. Mantenimiento Preventivo.....	77
3.3. Monitoreo Basado en Condiciones	79
3.4. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad: RCM.....	81
3.5. Definiciones de RCM.....	82
3.6. El Enfoque del RCM	83
3.7. Preguntas Básicas del RCM.....	84
3.8. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad Análisis de Falla.....	85
3.9. Procedimiento para la Aplicación de un Proceso de RCM	86
3.10. Análisis de Modos y Efectos de Falla (AMEF)	88
3.11. Aplicación del Proceso del RCM.....	95
3.12. Acciones de Mantenimiento en un Programa RCM.....	97
3.13. Indicadores de Mantenimiento.....	99
3.14. Subestación Eléctrica	100

4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA	124
4.1. Contexto Operacional.....	124
4.2. Formación del Grupo de Trabajo para el análisis RCM.....	127
4.3. Definición de Fronteras e Interfaces	128
4.4. Definición de las Funciones y Parámetros de Funcionamiento.....	128
4.5. Fallas Funcionales.....	135
4.6. Modos de Fallas y sus Efectos.....	137
4.7. Consecuencias de Fallas	142
4.8. Matriz de Valoración de Riesgo.....	144
4.9. Valorización de las Consecuencias	145
4.10. Selección de las Tareas de Mantenimiento.....	146
5. PLANTEAMIENTO OPERACIONAL	154
5.1. Técnicas e Instrumentos	155
5.2. Campo de Verificación.....	155
5.3. Diseño de la Investigación.....	157
5.4. Población y Muestra de la Investigación.....	157
5.5. Procedimiento de Investigación.....	158
5.6. Técnicas de Ingeniería Utilizadas	159
5.7. Cronograma de Trabajo.....	159
GLOSARIO DE ABREVIATURA TÉCNICA	160

1. PREÁMBULO

El incremento de la demanda cada año debido a nuevos proyectos, ampliaciones, incremento de cantidad de usuarios y adquisición de nuevos equipos, hace que se requiera mayores cantidades de energía. En el sector industrial muchas empresas no pueden dejar de contar con ella porque de lo contrario se perderían procesos productivos, tiempo y oportunidades de negocio.

Este crecimiento ha dado lugar a que Tecsup tenga la necesidad de ampliar sus instalaciones eléctricas lo que lleva consigo el incremento de actividades de mantenimiento y una gran dependencia de los equipos eléctricos.

Una de las empresas del sector eléctrico más afectadas también por este crecimiento es la Concesionaria de Distribución que no solamente se ve en la obligación de atender a los nuevos suministros, que estén dentro de la zona de concesión y cumplen con los requisitos para ser atendidos, sino también la de seguir brindando un servicio de calidad a sus usuarios actuales en baja y media tensión como es el caso del Instituto Tecsup.

Esta necesaria ampliación de instalaciones y equipos para atender toda la demanda genera varios inconvenientes, uno de ellos es el hecho de que una instalación más grande genera mayor cantidad de incidencias o reportes de averías que una instalación más pequeña, y por lo tanto, también se requiere de mayor cantidad de horas de mantenimiento y maniobras para mantener operativa toda esta red originando que se pueda ver expuesta a excesos en los tiempos de atención en donde el normal desarrollo de nuestras actividades es afectado.

Tecsup es una organización que está orientada a la capacitación de los futuros profesionales técnicos del País, que reciben en forma diaria de manera teórica y práctica sus clases, talleres y laboratorios, además cuenta con un área administrativa, social, logística, de proyectos etc. en las cuales se hace uso de la energía, que si faltase, simplemente dejarían de desarrollarse todas las actividades por la dependencia natural del uso de tecnología hasta en el más simple sistema de iluminación en aulas.

Entonces, mi interés en esta investigación es conocer las debilidades que vienen dándose en el Transformador de Distribución de 250 KVA y el Sistema de Distribución de Baja Tensión 380/220 V de la Subestación de Tecsup – Arequipa y de qué manera debe llevarse a cabo el Mantenimiento Centrado en la confiabilidad RCM para que no falle o se reduzca el número de incidencias de falla del sistema eléctrico.

2. PLANTEAMIENTO TEÓRICO

2.1. Problema de Investigación

Actualmente la subestación eléctrica de Tecsup no cuenta con procedimiento de operación y mantenimiento ocasionando paradas imprevistas que perjudican el normal desarrollo de las actividades académicas y administrativas de la Institución.

2.1.1. Enunciado del Problema

Proponer un Plan de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad RCM para el Transformador de Distribución de 250 KVA y Sistema de Distribución de Baja Tensión 380/220 V de la Subestación de Tecsup – Arequipa.

2.2. Descripción del Problema

Una subestación es un conjunto de equipos instalados de forma tal que permitan reducir o elevar los niveles de tensión a valores utilizables y requeridos por un sistema eléctrico. Dichos equipos están sujetos a una serie de fallas, que pudieran generarse por tiempo de funcionamiento o maniobra de mantenimiento, como por ejemplo cuando el operador o responsable ha cometido un error en la secuencia de operación del equipo.

Es aquí donde un plan de mantenimiento puede ayudar a mantener en condiciones óptimas eléctricas y mecánicas el transformador, equipo fundamental de la subestación, y el sistema de distribución instalado para repartir, controlar, monitorear y proteger el sistema eléctrico en su conjunto.

Sin embargo actualmente la Institución no cuenta con este plan, el mantenimiento realizado es empírico y corresponde a años de experiencia de servicio, no existen

formatos de intervención o de control y registro de datos para poder en el tiempo evaluar y diagnosticar una tendencia de probable falla así como tampoco un procedimiento de operación del mismo en donde el responsable tendría la información a mano para saber monitorear, maniobrar, evaluar fallas y de presentarse éstas, repararlas en el menor tiempo. De la misma forma no se cuenta con el análisis de consecuencias de fallas, que no solo repercutirían en la detención total de las actividades diarias de Tecsup, sino también en probables consecuencias medioambientales o de daño a la integridad física de los operadores y mantenedores.

Es por ello que este análisis de confiabilidad considera la integración de una revisión de las fallas operacionales con la evaluación de aspecto de seguridad y amenazas al medio ambiente y la determinación de las tareas del mantenimiento que más incidencia tienen en el funcionamiento y desempeño de las instalaciones, garantizando que la subestación realice sin problemas y pérdidas la actividad de transformación para el que fue adquirido, por ello es que la subestación eléctrica, que está sujeta a la ocurrencia de fallas, pueda ocasionar un corte intempestivo del servicio, ya sea porque una de sus piezas a finalizado su ciclo de vida siendo necesario su reemplazo o porque no se tiene un plan de mantenimiento adecuado.

A esto agregamos que al realizar la implementación del plan de gestión para el mantenimiento se utilizarán técnicas de análisis de confiabilidad RCM, mediante la cual se realizará el análisis funcional de los equipos de transformación y se determinará la criticidad de los equipos de baja tensión, se realizarán los respectivos análisis de Modos y Efectos de Fallos (FMEA), para finalmente formular las actividades del Plan de Mantenimiento Preventivo de los equipos. Todo enmarcado en una estrategia y políticas de mantenimiento que se diseñarán para garantizar la implementación del modelo del plan de mantenimiento.

2.3. Objetivos del estudio

2.3.1. Objetivo General

Proponer un Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad basado en la metodología del RCM para el transformador de 250 KVA y el sistema de distribución de

baja tensión 380/220 V de la subestación de Tecsup para prever y evitar posibles fallas con la finalidad de garantizar la funcionalidad del equipo y seguridad de los operadores.

2.3.2. Objetivos Específicos

- Documentar la metodología RCM para el transformador y sistema de baja tensión de la subestación de Tecsup.
- Realizar el análisis de modos y efectos de fallo (FMEA) del transformador y tablero eléctrico de baja tensión de la subestación.
- Determinar las tareas de mantenimiento adecuadas estableciendo también las frecuencias para cada una de ellas.
- Obtener la documentación necesaria para la capacitación y entrenamiento del personal de mantenimiento.

2.4. Hipótesis del Proyecto

Al desarrollar un Plan de Mantenimiento basado en la metodología del RCM se podría garantizar la funcionalidad del transformador y sistema eléctrico de distribución de baja tensión de la subestación de Tecsup.

2.5. Tipo de Investigación

De acuerdo a los objetivos planteados en esta investigación, el presente documento es un estudio cualitativo de naturaleza descriptiva – evaluativa a la vez porque en el proceso se incluye fines de ambos alcances.

“Desde el enfoque cualitativo se pueden plantear estudios con una finalidad explicativa, y además puede darse perfectamente el caso de que una misma investigación incluya elementos de los diferentes tipos de estudio” (Alzina, 2014, p.116).

2.6. Justificación

Esta investigación es importante para la Institución porque no existe un Plan de Mantenimiento de la subestación eléctrica para asegurar su correcta operación y funcionamiento.

Durante su vida útil, el transformador y sistema de baja tensión, están expuestos a condiciones que pueden ocasionar un cambio en el estado inicial de los equipos como sobrecalentamientos por sobrecargas, cortocircuitos o tensiones anormales originadas por no realizar las tareas de mantenimiento adecuadas en la frecuencia requerida. Una sobretensión puede disminuir la capacidad de soportar estrés eléctrico en las bobinas, una sobrecorriente por sobrecarga o cortocircuito podría dañar severamente el aislamiento de los equipos, lo que justifica la importancia de realizar un Plan de Mantenimiento para mantener al transformador y sistema de distribución de baja tensión en buenas condiciones.

2.6.1. Aspecto general

El modelo de gestión de mantenimiento de la subestación es imprescindible para obtener los resultados esperados, manteniendo el servicio de energía continua requerida para el normal desarrollo de las actividades en la Institución.

2.6.2. Aspecto Social

La institución forma y capacita a personas y empresas, está comprometida con la sociedad y desarrollo industrial, ofrece a los profesionales en la industria la oportunidad de actualizarse y especializarse en distintos procesos de desarrollo tecnológico, brinda servicios de consultoría haciendo un aporte valioso a la sociedad empresarial, por lo que se requiere el uso de energía continua para lograr tal fin.

2.6.3. Aspecto económico

Lo que se propone con el modelo del plan de mantenimiento es reducir las probabilidades de falla intempestiva en la subestación que detenga el normal avance de las actividades en la Institución lo que podría originar un gran efecto económico negativo.

2.6.4. Aspecto Tecnológico

Se prevee la aplicación de la metodología de análisis de confiabilidad aplicado en el sector de aviación comercial en Estados Unidos para la normalización de las actividades de mantenimiento en la subestación y con ello aplicar tecnológicamente acciones de mejora, monitoreo e intervención por personal entrenado.

2.7. Variables de la Investigación

2.7.1. Variable Independiente

Metodología de RCM.

2.7.2. Variable Dependiente

Garantizar la funcionalidad de los equipos.

2.8. Operacionalización de Variables

Tabla 9: Cuadro Operacionalización de Variables

Variables	Definición Conceptual	Definición Operacional	Dimensiones	Indicadores
Variable independiente				
Metodología del RCM	Es el método que permite determinar que se debe hacer para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo que sus usuarios quieren que haga en su contexto operacional actual. (Moubray, 2004)	Se refiere a la técnica que hace posible elaborar un plan de mantenimiento en una instalación industrial y se medirá con el desarrollo de las acciones operativas para el buen funcionamiento del transformador y sistema de distribución de baja tensión	Análisis de Confiabilidad	- Disponibilidad del equipo. - MTBF - Criticidad - Tasa de Fallos
			Análisis de Modo y Efecto de Fallos AMEF	- Número de Fallas Funcionales - Número de Modos y efectos de Fallos
Variable dependiente				
Garantizar la funcionalidad del equipo	Es la implementación de acciones oportunas, continuas y permanentes dirigidas a prever y asegurar el funcionamiento normal, eficiencia y estado de los equipos. (Moubray, 2004)	Se refiere a la capacidad de la tecnología que es aplicada en forma eficaz y eficiente que permite que el equipo tenga mejor rendimiento y se medirá a través del nivel de mantención del equipo en buenas condiciones y el grado de disponibilidad de la máquina operativa.	Tareas de Mantenimiento (Plan de Mantenimiento)	- Número de Tareas de Mantenimiento propuestas - Número de Formatos de Mantenimiento - Frecuencias de Mantenimiento - Número de formatos de Gestión de Mantenimiento

Fuente: Elaboración propia

2.9. Matriz de Consistencia

Tabla 10: Cuadro de Matriz de Consistencia

Diseño de un Plan de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad RCM para el Transformador de Distribución de 250 KVA y Sistema de Distribución de Baja Tensión 380/220 V de la Subestación de Tecsup – Arequipa.				
Problema	Objetivo	Justificación	Hipótesis	Variables
Actualmente la subestación eléctrica de Tecsup no cuenta con procedimiento de operación y mantenimiento ocasionando paradas imprevistas que perjudican el normal desarrollo de las actividades académicas y administrativas de la Institución.	Proponer un Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad basado en la metodología del RCM para el transformador de 250 KVA y el sistema de distribución de baja tensión 380/220 V de la subestación de Tecsup para prever y evitar posibles fallas con la finalidad de garantizar la completa funcionalidad del equipo y seguridad de los operadores.	Esta investigación es importante para la Institución porque no existe un Plan de Mantenimiento de la subestación eléctrica para asegurar su correcta operación y funcionamiento.	Al desarrollar un Plan de Mantenimiento basado en la metodología del RCM se debe asegurar la funcionalidad del transformador y sistema eléctrico de distribución de baja tensión de la subestación de Tecsup evitando una posible parada intempestiva por falla y reduciendo las probabilidades de daño a los equipos y personas.	Variable Independiente Metodología de RCM. Variable Dependiente Garantizar la funcionalidad de los equipos.

Fuente: Elaboración propia

3. MARCO TEÓRICO

3.1. Evolución Histórica del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad

Según Jhon Moubray, desde la década de 1930, la evolución del mantenimiento se puede registrar a través de tres generaciones:

La Primera Generación. Que se encuentra ubicada entre los años 1930 a 1950 aproximadamente. En dicho periodo el sector industrial era dependiente de los trabajadores, fuerza laboral muy importante para el desarrollo de las actividades, los procesos no eran del todo mecanizados, la mayoría se realizaban en forma manual enseriada y repetitiva, por lo que los tiempos de parada por descansos, refrigerios, salud o cualquier otro eran indispensables y requeridos por el personal, sin embargo, durante esta primera generación, este tiempo acumulado no era preocupación de los gerentes y no le daban mucha importancia.

Esto significaba que el mantenimiento o probable falla de un equipo no era considerado como prioridad alta en la política empresarial de ese entonces, las máquinas por lo general eran diseñadas sobredimensionadas, robustas y lentas lo que hacía, sin conocerlo aún, sistemas mecánicos más confiables con bajos índices de reparación, tan solo con requerimientos de lubricación y limpieza rutinaria o mantenimientos correctivos sencillos que eran realizados por el mismo personal que operaba la máquina ya que era el que más la conocía por lo que no se requería de personal altamente calificado o especializado en las actividades de producción y mantenimiento. Esto define la primera generación, reparar cuando ocurriera la falla.

La Segunda Generación. Finalizada la segunda guerra mundial, década de los años 50', se produjeron muchos cambios, la dependencia de las máquinas se incrementó considerablemente a razón de la disminución de la mano de obra, estas empezaron a ser más complejas por lo que ya no solo se requería de mantenimientos rutinarios, de lubricación o correctivos, sino que los gerentes empezaron a fijarse en el tiempo de detención de la máquina y de que las fallas deberían ser prevenidas naciendo el concepto de mantenimiento preventivo.

Se enfocaron más en el tiempo de parada y ejecución de acciones de mantenimiento en tiempos regulares establecidos ya que los costos de reparación y

también de los mismos equipos se incrementaron, entonces empezaron a buscar que los activos tengan mayor tiempo de vida lo que llevó al incremento de sistemas para controlar y planificar el mantenimiento, es decir se empezó a buscar maximizar su ciclo de vida. Para caracterizar la segunda generación entonces, se podría decir que en este tiempo se quería mayor disponibilidad de los equipos, mayor tiempo de operación de sus activos y reducción de costos.

La Tercera Generación. A mediados de los años 70', se produce un cambio con mayor fuerza. Los objetivos en esta tercera generación hablan no solo de disponibilidad, confiabilidad y optimización de costos, sino que ingresan nuevos conceptos como calidad, seguridad, preservación de medio ambiente y trabajo en equipo, aparecen nuevas técnicas como el RCM (Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad) y el TPM (Mantenimiento Productivo Total), los tiempos de parada, los costos operativos, y la satisfacción del cliente eran las nuevas prioridades de los sectores industriales, mineros, de producción y transporte, todos convergen a sistemas "just in time" como parte del proceso de mejora y gestión implementados por las gerencias.

La figura muestra cómo ha ido evolucionando el mantenimiento en estos años y sus objetivos por cada generación:

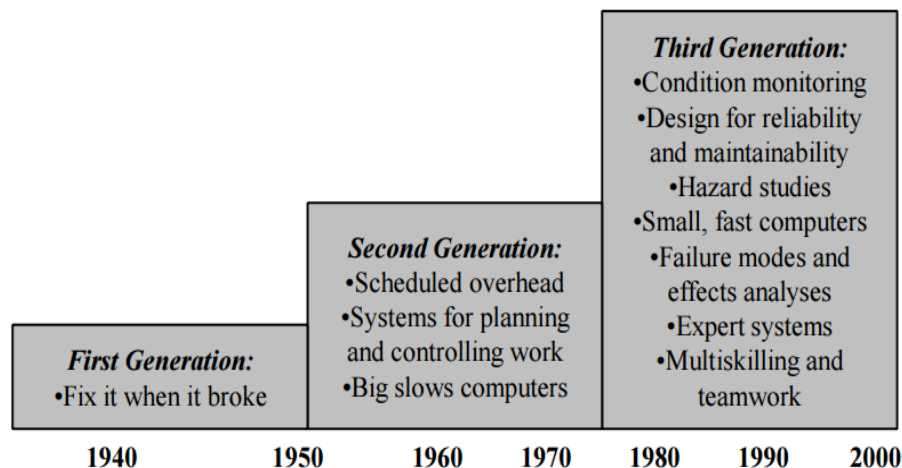


Figura 23: Carretero, et al., (2000). *Evolución del RCM [Figura]. Study of Existing Reliability Centered Maintenance (p. 15). Madrid*

En los últimos años, desde inicios de siglo, el uso de sistemas de control y automatización se han hecho indispensables, todos los sectores tanto salud, comunicación, militar, comunicaciones, minero, agroindustrial, producción, pesquero, construcción, absolutamente todos trabajan con máquinas automatizadas, por lo que los sistemas, si bien es cierto se han vuelto más confiables, significa también el incremento del número de fallas por su complejidad, lo que afecta y condiciona la entrega de un producto o servicio de calidad total que es lo que actualmente buscan las empresas, al mismo tiempo, se reconoce que una falla, en un sistema eléctrico por ejemplo, podría detener un proceso productivo complejo, lo que ocasionaría un gran impacto, pero a su vez también podría afectar la seguridad y medio ambiente del entorno, lo que agravaría mucho más la situación y se pondría en riesgo más que el simple tema económico.

Cada vez las fallas tienen mayores consecuencias, por lo que la normatividad al respecto sigue incrementado de tal manera que en algunas partes del mundo si es que no las cumplen simplemente no operan, y también los costos de mantenimiento, estos se han ido elevando cada vez más de tal manera de representar uno de sus gastos más fuertes de todo proceso productivo.

Por último, el coste de mantenimiento mismo sigue aumentando, en términos absolutos y como proporción del gasto total. En algunas industrias, ahora es el segundo más alto o incluso el elemento más alto de los costos de operación. Como resultado, en sólo treinta años ha pasado de casi nada a la cima de la liga como una prioridad de control de costos. (Carretero, García, Pérez, & Peña, 2000, p.15).

3.2. Mantenimiento Preventivo

Antes, las empresas dedicadas al mantenimiento, aplicaban mayormente un plan de mantenimiento preventivo que se basaba en que las probabilidades de fallo podían determinarse estadísticamente, es decir, que las experiencias obtenidas durante el uso y operación de un equipo podían dar información acerca de la frecuencia de un fallo y esta a su vez del tiempo de vida de un componente individual o sistema o en todo caso de su comportamiento y estado a un determinado periodo.

Uno de los supuestos subyacentes de la teoría del mantenimiento siempre ha sido que existe una relación fundamental de causa y efecto entre el mantenimiento programado y la fiabilidad operativa. Esta suposición se basó en la creencia intuitiva de que, debido a que las piezas mecánicas se desgastan, la fiabilidad de cualquier equipo está directamente relacionada con la edad de operación. Por lo tanto, se seguía que cuanto más frecuentemente se revisaba el equipo, mejor protegido estaba contra la probabilidad de falla. El único problema era determinar qué límite de edad era necesario para asegurar un funcionamiento fiable. (Stanley Nowlan & Howard F., 1978, p.24).

Como un caso práctico se puede comentar acerca del cambio de rodamientos después de un número determinado de horas de operación, asumiendo que un probable fallo en este elemento se incrementa con el uso en el tiempo. La aplicación de sistemas de gestión computarizados pudo resolver la pregunta de a qué edad era conveniente realizar el cambio o considerar su reemplazo para prevenir una probable falla, es decir cambiar el rodamiento antes de que finalice su ciclo de vida y falle.

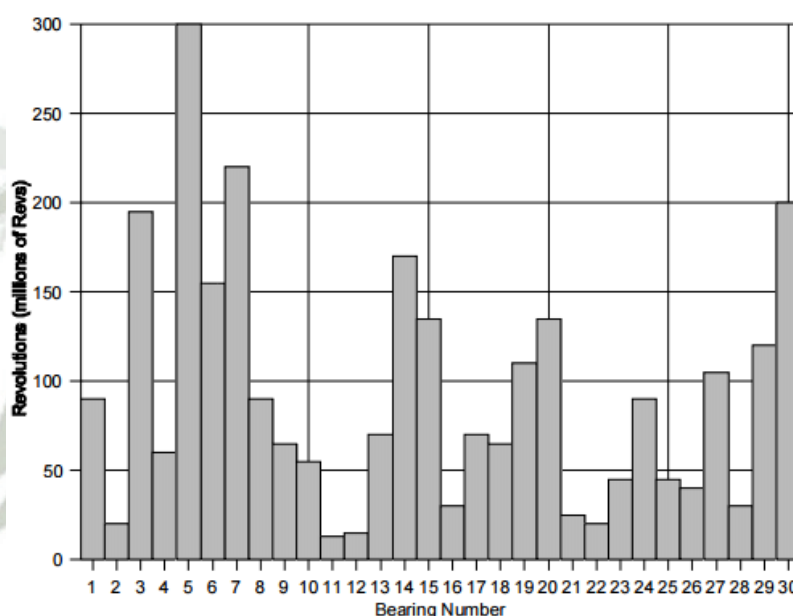
Reportes de mantenimiento y operación de aeronaves reales son descritos por Stanley Nowlan y Howard F. Heap en su libro Reliability Centered Maintenance, indican que todos los temas de confiabilidad son directamente relacionados con la seguridad operacional, sin embargo a lo largo del tiempo se demostró que muchas de estas fallas no podían evitarse aun a pesar de lo riguroso y frecuente de actividades de mantenimiento realizadas. Los diseñadores se enfrentaron al problema de querer prevenir el fallo para no afectar la seguridad, se implementaron dispositivos y sistemas redundantes para complementar e incrementar funciones de respaldo que permitan a la aeronave seguir operando aun a pesar de haber fallado algún componente, sin embargo aún a pesar de esta redundancia y pruebas en modos de fallo o “aceptable a fallos” no se ha podido eliminar totalmente la dependencia de esta relación confiabilidad seguridad.

Stanley demuestra que si bien todos asumimos por hecho de que la confiabilidad depende del mantenimiento programado, es decir mayores revisiones a los equipos da como consecuencia menores tasas de probabilidad de fallo, contrariamente a esto, se advierte lo siguiente:

En la figura siguiente se muestra una gráfica con datos obtenidos de haber revolucionado hasta ciertos valores de fatiga a 30 rodamientos exactamente iguales, y

como se puede apreciar, la variación de la vida de operación es muy inestable, teniendo dichos rodamientos las mismas características y habiendo estado en la misma máquina de ensayos, por lo que no se puede llegar a concluir que exista un patrón que defina o modele la tasa de fallo de estos componentes.

Por consiguiente, una estrategia de mantenimiento que se base únicamente en el ciclo o tiempo de vida máximo de un componente, no tiene ningún impacto efectivo sobre el establecimiento de una probable tasa de fallo.



*Figura 24: National Aeronautics and Space Administration NASA (2008).
Dispersión de la Vida del Rodamiento [Figura]. RCM GUIDE Reliability
Centered Maintenance guide (p.16)*

3.3. Monitoreo Basado en Condiciones

El mantenimiento basado en condición proviene de la necesidad de evaluación del estado la máquina en funcionamiento para la determinación de cuándo y qué tipo de

mantenimiento es el que requiere en ese momento para seguir manteniendo sus condiciones normales de operación.

Para la realización de un monitoreo se puede considerar el entorno, temperatura, velocidad, vibración o cualquier otro parámetro que pueda ser leído sistemáticamente para con esos datos cuantificar una condición o estado de la máquina y establecer una acción preventiva que obviamente no dependa solamente del tiempo de vida, edad y tasa de fallo convencional en un mantenimiento preventivo sino que recurra a acciones alternativas a un plan tradicional.

El monitoreo de condición aumenta la posibilidad de que no ocurra un evento catastrófico al ocurrir fallas prematuras que no podrían ser detectadas solo con un mantenimiento periódico o programa de reemplazo de piezas a determinadas frecuencias establecidas, el monitoreo de condición da un mayor control del estado del equipo, al utilizar todos los datos recopilados del campo y ser llevados a un computador o sistema informático, éste actualmente puede brindarnos un diagnóstico confiable acerca del estado de un dispositivo o componente y nos permita poder tomar una acción correctiva inmediata o a corto plazo para evitar que el sistema falle.

La aparición de estas nuevas técnicas de mantenimiento dio fuerza a las conclusiones de Stanley Nowlan y Howard F. Heap, mostrando la ambigüedad de las siguientes afirmaciones:

- Que existe una fuerte correlación entre la edad y la tasa de fallos de equipos.
- Que la probabilidad de fallo de un componente y equipo individual puede determinarse estadísticamente y, por lo tanto, los componentes pueden ser reemplazados o restaurados antes del fallo.

El mantenimiento preventivo basado en frecuencias regulares sigue siendo válido para casos donde existe un desgaste abrasivo, erosivo o corrosivo; las propiedades del material cambian debido a fatiga, fragilización o procesos similares; o existe una clara correlación entre la edad y la fiabilidad funcional. (National Aeronautics and Space Administration , 2008, p.17).

3.4. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad: RCM

El mantenimiento centrado en confiabilidad fue tratado desde la década de los años 70 y desarrollado durante un lapso de 30 años aproximadamente, siendo el reporte realizado para el Dpto. de defensa de los EE.UU. de Nowlan y Heap el que aportó más información y detalle de la aplicación de la metodología en aeronaves civiles brindando una descripción general de su implementación y desarrollo. El trabajo de Nowlan se basó en el estudio y análisis de las funciones del sistema, las consecuencias de falla, los modos de fallas y sus efectos.

Para el inicio de los años 90, Jhon Moubray publicaba la segunda edición de su libro RCM II en el que se agregaban algunos capítulos y realizaba modificaciones a su primera publicación incorporando mayor grado de detalle en el análisis, metodología que hacía más riguroso en estudio de fallas, haciendo referencia a procesos de auditoria e incorporando técnicas de monitoreo por condición.

En 1982, la Marina de guerra de los EE.UU. extendió la metodología a otros equipos como portaaviones, submarinos y buques, declarando el monitoreo basado en la condición como parte de las especificaciones de diseño.

Otro aporte valioso fue hecho en el año 1999 cuando fue publicado el estándar SAE JA 1011 “Criterios de evaluación para procesos de RCM” estableciendo los parámetros mínimos que deben satisfacer la metodología.

Después de estos estudios, y otros también muy valiosos, el RCM comenzó a ser utilizado en los diferentes sectores industriales como el petrolero, químico, de transporte, minero, eléctrico, militar, etc. En donde cada uno, aplicado el procedimiento, podía evidenciar un desarrollo en el campo del mantenimiento.

Finalmente, la evolución de los equipos de monitoreo y sistemas informáticos, terminó de completar la aplicación eficiente de una gestión de mantenimiento, determinando el estado real de un equipo y logrando hacer un verdadero seguimiento con el análisis de datos históricos almacenados en un computador.

La RCM ha sido aceptada por la industria aeronáutica, la industria de naves espaciales, la industria nuclear y el Departamento de Defensa, pero es una forma relativamente nueva de abordar el mantenimiento de la mayoría de las instalaciones fuera

de estos cuatro campos. Los beneficios de un enfoque RCM superan con creces los de cualquier tipo de programa de mantenimiento. (National Aeronautics and Space Administration , 2008)

3.5. Definiciones de RCM

Definiciones de RCM según algunos autores:

- "Una disciplina lógica para el desarrollo de programas de mantenimiento programado".- Nolan y Heap
- "Mantenimiento centrado en la fiabilidad: un proceso utilizado para determinar qué debe hacerse para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo que sus usuarios querían que hiciera en su contexto operativo actual".- John Moubray
- "RCM es la mejor manera de desarrollar un programa de optimización del mantenimiento".- A M Smith
- "RCM utiliza un equipo multifuncional para desarrollar una estrategia completa de mantenimiento diseñada para asegurar la confiabilidad inherente del diseño de un proceso o la pieza de un equipo". - Doug Plucknett
- "RCM es identificar los componentes cuyos fallos funcionales pueden causar consecuencias no deseadas a la planta o la instalación". - Neil Bloom

El RCM es una metodología que se basa en el trabajo en equipo y considera también aspectos de mejora continua. Al aplicarla a los equipos críticos puede dar como resultado su plan de mantenimiento, es decir, las tareas de mantenimiento, actividades y frecuencias más efectivas para optimizar su confiabilidad operacional.

El objetivo de la filosofía es proporcionar la función declarada de la instalación, con la fiabilidad y disponibilidad requeridas al menor costo. RCM requiere que las decisiones de mantenimiento se basen en requisitos de mantenimiento respaldados por una justificación técnica y económica sólida. (Cadick Corporation, 2010).

Busca reducir o evitar los fallos analizando su origen y consecuencia en el proceso productivo, en la seguridad de los operadores y el probable daño medio ambiental que pueda originar dicha falla.

3.6. El Enfoque del RCM

Se orienta al mantenimiento de los activos considerando al ciclo de vida y costos permitiendo que la instalación siga haciendo las tareas para el que fue diseñado.

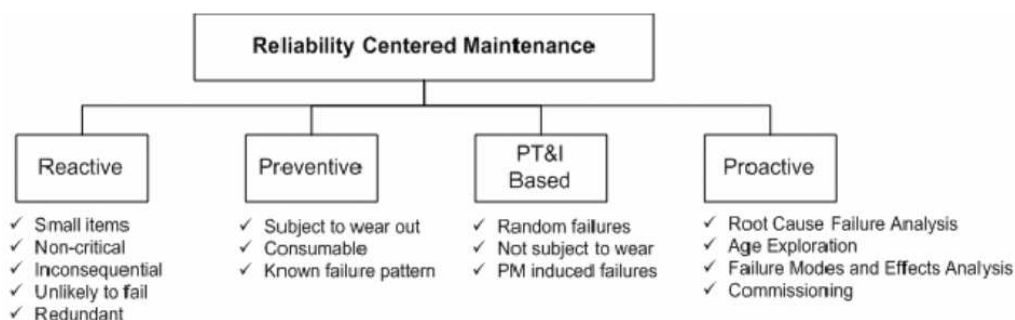


Figura 25: National Aeronautics and Space Administration NASA (2008).
Componentes de un Programa de RCM [Figura]. RCM GUIDE Reliability
Centered Maintenance guide (p.19)

El Mantenimiento Centrado en Confiabilidad debe tener una justificación técnica, debe analizar también la consecuencia del fallo o posible fallo y terminar especificando que se puede hacer para prevenirlo o mitigarlo.

Lo que se requiere es que el mantenimiento sea más rentable y que al aplicar la metodología se minimice el riesgo de daño hacia los equipos y principalmente a las personas así como también reducir o eliminar el impacto de la falla, al cuidar los activos de la empresa se protege su inversión y se garantiza la funcionalidad de los equipos

instalados y los niveles de producción solicitados. Esta meta se consigue con el análisis de modos de fallos y consecuencias en el sistema.

Los objetivos específicos de RCM, según Nowlan y Heap, son los siguientes:

- Asegurar la realización de los niveles inherentes de seguridad y confiabilidad del equipo para restaurar el equipo a estos niveles cuando se produce el fallo.
- Obtener la información necesaria para el perfeccionamiento del diseño de los equipos o sistemas donde su confiabilidad no sea aceptable logrando menos costo, incluidos los de mantenimiento, soporte y consecuencias económicas de fallas operacionales.

(National Aeronautics and Space Administration , 2008)

3.7. Preguntas Básicas del RCM

Cualquier análisis de RCM debe responder las siguientes siete preguntas y en la misma secuencia:

1. ¿Cuál son las funciones deseadas y los estándares de desempeño asociados del activo en su contexto operacional presente? Funciones.
2. ¿De qué maneras puede fallar al cumplir sus funciones? Fallas Funcionales.
3. ¿Qué causa cada falla funcional? Modos de Falla.
4. ¿Qué pasa cuando ocurre cada falla funcional? Efectos de Falla.
5. ¿De qué manera afecta cada falla? Consecuencias de Falla.
6. ¿Qué se debe hacer para prevenir cada falla? Tareas Proactivas.
7. ¿Qué se debe hacer si una tarea proactiva que conviene no está disponible? Acciones Predeterminadas.

(SAE The Engineering Society For Advancing Mobility Land Sea Air and Space, 1999)

3.8. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad Análisis de Falla

El RCM busca mantener la función del sistema o equipo, se centra en la confiabilidad basada en la estadística de falla a un tiempo de vida específico, su principio fundamental es preservar la seguridad y el medio ambiente intentando reducir la probabilidad de falla o de ocurrencia, utilizando metodologías de mantenimiento preventivo, predictivo, de condición, proactivo o cualquier técnica que permita predecir una falla y obtener datos para una retroalimentación de mejora. Trabaja con un árbol lógico de acciones en secuencia, como el que se muestra en la figura 4:

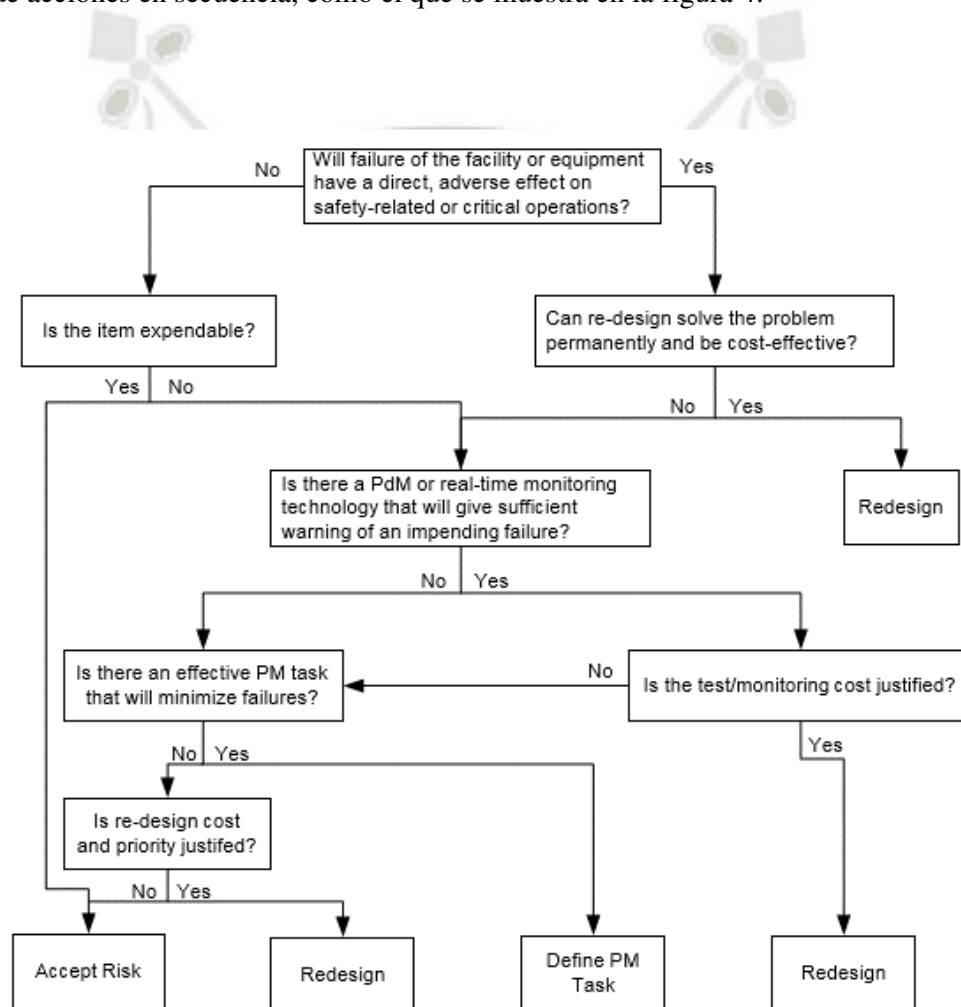


Figura 26: Cadick Corporation. (2010). Árbol Lógico del RCM [Figura].

What is Reliability Centered Maintenance? (p. 03). Madrid

3.9. Procedimiento para la Aplicación de un Proceso de RCM

Un proceso RCM puede ser realizado aplicando los siguientes pasos:

1. Definición de las fronteras del equipo.
2. Recolección de la información de los equipos.
3. Definición de las funciones y fallas funcionales del equipo.
4. Identificación de los modos de falla.
5. Determinación del modo crítico de falla.
6. Selección de las tareas de mantenimiento.
7. Análisis de los resultados del RCM

3.9.1. Fronteras del Equipo

Como primer paso para aplicar el RCM, se necesita definir las fronteras del sistema o equipo en base a su función primaria, refiriéndose explícitamente a la delimitación física del equipamiento a analizar por lo que también se debería incluir equipos que tengan funciones asociadas a la función primaria y no considerar a los que no tengan relación con dicha función o solamente cumplan funciones secundarias. En cuanto a las entradas del equipo, estas deberán ser consideradas como interfaces ya que, si bien son dichas entradas con las que funciona el equipo, no se considera que forman parte del mismo. En cuanto a los componentes, estos son parte del equipo en sí.

3.9.2. Contexto Operacional

Es el entorno físico donde opera o funciona el equipo, debe considerarse una evaluación profunda del contexto para iniciar el análisis RCM y terminar de comprenderse. El contexto operacional afecta no solo las funciones del equipo así como su funcionamiento esperado sino también puede llevar a variar por completo planes de mantenimiento para el mismo equipo ubicado en diferentes lugares.

3.9.3. Recolección de la información

Es la búsqueda y consolidación de toda la información relacionada con el equipo. La información puede ser obtenida de los manuales propios del fabricante, hojas de datos técnicos, reportes escritos de intervención o informes de operación, sin embargo no se puede dejar de considerar que la información más valiosa se obtiene entrevistando al personal de mantenimiento que trabaja diariamente con el equipo y conoce perfectamente su operación y requerimientos, se cuenta con un histórico de fallas o registro de mantenimiento incluida la información de los elementos que rodean al equipo.

3.9.4. Funciones y Fallas Funcionales

La función se define como la acción que establece el funcionamiento deseado del dispositivo, equipo o sistema. Está conformado básicamente por un verbo acompañado de un objeto y un estándar de funcionamiento requerido por el usuario. Por ejemplo la función de transmitir voltaje a 138 kV.

Se considera falla funcional cuando un elemento o sistema trabaja fuera del rango de parámetros especificados como normales, es decir cuando deja de cumplir con su estándar de operación especificado en su rendimiento.

3.9.5. Falla

La falla tiene muchas definiciones. En un sentido general la falla en un sistema, equipo, dispositivo, elemento, es cuando tal deja de hacer la actividad para la cual fue diseñado, es decir deja de cumplir completa o parcialmente la función originaria motivo de su existencia. RCM considera no solo el elemento sino también el sistema, por ejemplo un sistema de calefacción que no alcanza la temperatura deseada por el usuario se considera fallado. Tal fallo depende de la función y del contexto operacional donde se ubica físicamente.

3.10. Análisis de Modos y Efectos de Falla (AMEF)

La interrogante es ¿por qué estudiar los modos y efectos de fallas?, es muy importante identificarlos porque al conocerlos se podría iniciar una estrategia de mantenimiento proactivo que pueda asegurar que el equipo continúe realizando las funciones para lo que fue diseñado. “En la práctica, dependiendo de la complejidad del activo físico, su contexto operacional y nivel al que está siendo analizado, se registran entre uno y treinta modos de falla por cada falla funcional” (Moubrey, 2004, p.60).

3.10.1. Modos de falla

El modo de falla es la causa posible que pudo haber derivado u originado cada estado de falla. Se considera también los modos de falla que ocurren en equipos similares pero en el mismo contexto operacional, así como también los modos de falla reconocidos que actualmente se presentan en regímenes de mantenimiento existentes.

3.10.2. Características de Falla

Las curvas condicionales de probabilidad de fallo en función de la edad se dividen en seis tipos básicos, como los mostrados en la figura 27. También se adjunta el porcentaje de equipos que se ajustan a cada uno de los seis patrones de desgaste determinados en tres estudios separados.

- Tipo A: Desgaste normal, probabilidad de falla constante o gradualmente creciente, seguida de una pronunciada zona de desgaste. Un límite de edad puede ser deseable. (Caso de motores alternativos)
- Tipo B: Mortalidad infantil, seguida de una probabilidad de fallo constante o de aumento lento. (Caso de equipos electrónicos)
- Tipo C: Baja probabilidad de fallo cuando es nuevo, seguido de un incremento rápido para posteriormente mantener un nivel relativamente constante.

- Tipo D: Probabilidad de falla relativamente constante a cualquier edad.
- Tipo E: Conocida como la “Curva de la Bañera”, mortalidad inicial alta, seguida de probabilidad de fallo constante para terminar en una zona de desgaste pronunciada.
- Tipo F: Probabilidad de falla incremental gradual no se identificable edad de desgaste. El límite de edad usualmente no es aplicable. (Caso de los motores de turbina)

Las características A y E son típicas en elementos simples. Los equipos más complejos tienen curvas de probabilidad condicional parecidos a los tipos B, C, D y F.

Los elementos simples regularmente muestran una relación directa entre la edad y la confiabilidad ocasionadas por la fatiga o desgaste, por ejemplo piezas con un tiempo de vida previsible, sin embargo otros patrones deben ser considerados para definir las frecuencias de mantenimiento.

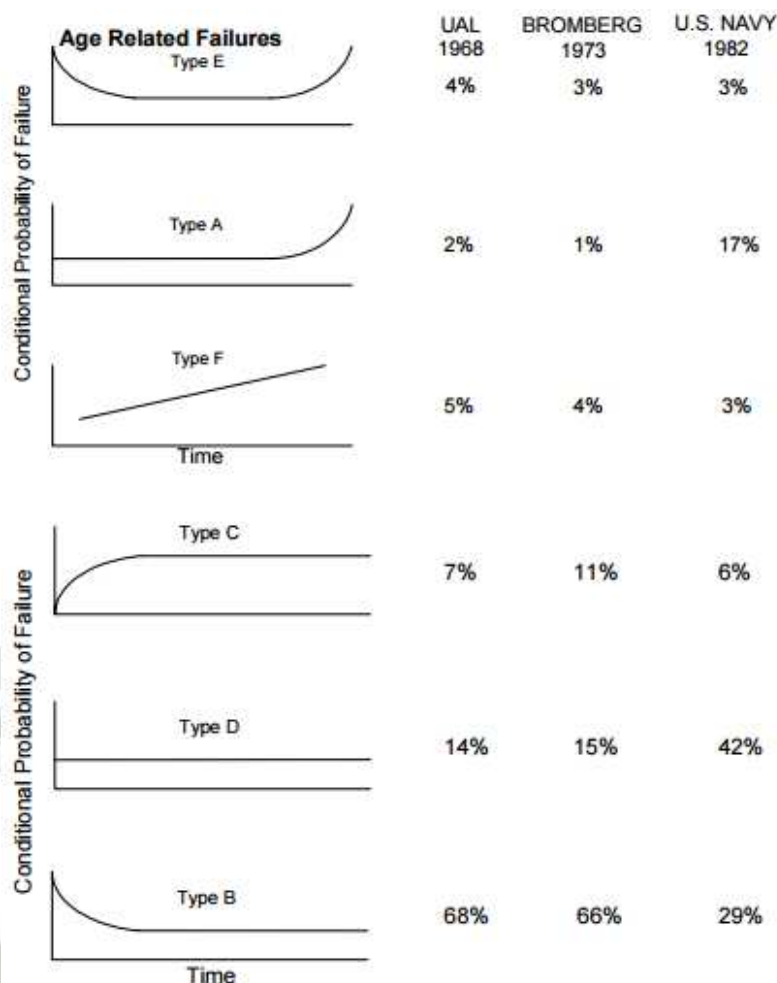


Figura 27: National Aeronautics and Space Administration NASA (2008).
Probabilidad Condicional de las Curvas de Falla [Figura]. RCM GUIDE
Reliability Centered Maintenance guide (p.37)

3.10.3. Consecuencias de Falla

Cuando se da la falla, el resultado es que se puedan presentar impactos en diferentes grados, en el entorno, sistema o equipo, El conocer las consecuencias de estas fallas puede ayudarnos a establecer la prioridad de las actividades de mantenimiento requeridas para mitigar o eliminar la falla y definir si es justificado o no algún tipo de

intervención o en el peor caso poder justificar un posible rediseño para prevenir daños personales, ambientales o pérdidas en el proceso.

John Moubray en su libro *Reliability-centred Maintenance*, indica que el proceso de RCM clasifica las consecuencias en cuatro grupos:

3.10.3.1. Consecuencias de fallas ocultas:

Llamadas también no evidentes porque bajo circunstancias de operación normal éstas no se evidencian y exponen al sistema o equipo a una falla catastrófica. Por ejemplo se puede comentar el caso de los sistemas de protección eléctrica de los equipos de potencia de una central o subestación eléctrica, estos dispositivos, llamados relés, monitorean ciertos parámetros de las máquinas principales de gran importancia y costo para un sistema eléctrico y permite que operen solo si trabajan dentro del rango normal de operación establecido, al ocurrir un evento no deseado o falla, estos relés los desconectan automáticamente del sistema en un tiempo muy corto.

Si no se realiza ninguna tarea de mantenimiento al relé, éste podría encontrarse deteriorado, mal funcionando o en otro caso ni siquiera operando, lo que se consideraría como “la falla oculta” porque los equipos grandes se encuentran desprotegidos y solo se podría evidenciar la falla del relé cuando se manifieste un incendio o un gran evento que posteriormente evidencie dicha falla oculta: “Explosión de transformador de Potencia por no operación o falla de un relé de protección diferencial”.

3.10.3.2. Consecuencias Ambientales y de seguridad:

La falla tiene consecuencias sobre la seguridad si físicamente afecta a una o más personas refiriéndose a lesión, daño personal o muerte del individuo y tiene consecuencias medio ambientales si se agrede normatividad internacional o local relativa al medio ambiente.

Se podría comentar sobre el ejemplo anterior de falla oculta, donde al incendiarse un transformador de potencia el efecto inmediato son lesiones al personal que se encuentra en el área, contaminación ambiental por el aceite derramado, vapores y gases

producidos por la combustión, expulsión de aceite en llamas u otros productos químicos contenidos en la máquina, esta falla entonces tendría consecuencias a la seguridad y consecuencias ambientales.

3.10.3.3. Consecuencias Operacionales

Son llamadas consecuencias operacionales cuando afectan a la producción. En sistemas industriales son las de mayor ocurrencia y se refieren a la pérdida de cantidad o calidad del producto, producción, atención al cliente, u otro que genere pérdidas económicas. En este tipo de consecuencias no se considera el gasto corriente de mantenimiento o costo directo de la reparación.

3.10.3.4. Consecuencias No Operacionales

Las fallas con consecuencias no operacionales no afectan a la seguridad, medio ambiente ni la producción, por ejemplo podría citarse el cambio de la lámpara indicadora de funcionamiento de un equipo, dicha lámpara no se cambia hasta el momento que falle y solo aplica el costo directo de la reparación.

3.10.4. Selección de las Tareas de Mantenimiento

Las tareas que pueden seleccionarse para evitar las fallas se dividen en dos categorías:

3.10.4.1. Tareas proactivas

Son tareas que se ejecutan antes de que ocurra la falla.

Antes se pensaba que las fallas ocurrían en mayor cantidad a medida que el tiempo de vida del equipo aumentaba como se muestra en la figura siguiente, inclusive que equipos iguales que cumplían funciones iguales fallaban aproximadamente en el mismo

tiempo lo que generaba que se planteen planes de mantenimiento y reposición de piezas a frecuencias conocidas y constantes.

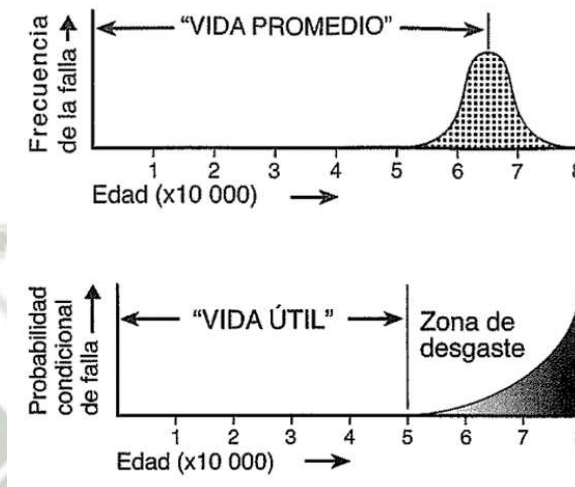


Figura 28: Reliability-centred Maintenance RCM (2000). Frecuencia de fallo y Probabilidad Condicional de Falla en Función de su Tiempo de vida [Figura] (p.136)

Con el tiempo se demostró que no era tanto así, patrones de comportamiento de fallas diferentes son ciertos tanto para sistemas simples y complejos, la relación de desgaste debido al contacto directo de los equipos con el material es fácilmente comprobable, la fatiga afecta a los componentes expuestos a regímenes de carga continuos así como también la corrosión y oxidación y evaporación que se agravan cuando el entorno es salino o ácido, lo que conlleva a suponer que fallas prematuras a su tiempo de vida final afectarán al equipo tempranamente al azar para después terminar fallando por completo probablemente todas al mismo tiempo.

Bajo esta figura se propone dos acciones preventivas para mitigar el impacto de este tipo de fallas, RCM las llama tareas de reacondicionamiento y de sustitución cíclicas.

Tareas de Reacondicionamiento Cíclico:

Se trata de la reparación o acondicionamiento antes que se cumpla su tiempo de vida sin importar su condición en ese instante.

Tareas de Sustitución Cíclica:

Se refiere a la sustitución programada de un elemento antes de que se cumpla su tiempo de vida, y de la misma forma, sin importar su condición en ese instante.

Tareas a Condición:

Se basa en detectar una falla potencial identificando condiciones físicas que podrían evidenciar un problema inminente. Se denominan tareas a condición porque los equipos o componentes que se deja continúen operando solo a condición de que lo hagan alcanzando los parámetros de funcionamiento deseado. Para este tipo de mantenimiento se usa mantenimiento predictivo, monitoreo por condición y mantenimiento basado en condición.

Acciones a Falta De

Son utilizadas cuando no es factible identificar tareas proactivas para detección de un modo de falla. Las acciones a Falta De se clasifican en:

Búsqueda de falla:

Implica revisar las funciones periódicamente para ver si están funcionando correctamente. Como ejemplo podríamos mencionar la activación voluntaria de un sistema de alarma contra incendio, no se está reparando ni sustituyendo, tampoco reacondicionando, simplemente se está revisando que se encuentre operativa o funcionando, por ello se le conoce también como “chequeo funcional”.

Rediseño:

Implica cambiar la capacidad del sistema, modificación total, cambio de procedimientos. Se ubica al final de las columnas del diagrama de decisión y solo en el caso de que la falla atente contra la seguridad y el medio ambiente el rediseño deberá ser obligatorio.

Mantenimiento de rotura:

Es el conocido mantenimiento correctivo. Aquí no se trata de prevenir ni anticipar la falla, se deja simplemente que la falla ocurra para luego sea reparada.

3.11. Aplicación del Proceso del RCM

3.11.1. Planteamiento

Es muy importante primero definir cuáles son los equipos que se beneficiarán con un análisis de RCM y de manera lo harán, luego se debe cuantificar los recursos necesarios para la implementación de la metodología ya que deberá justificarse su inversión y por último deberá tenerse claramente reconocido el contexto operacional de cada equipo.

3.11.2. Grupos de Análisis

El grupo deberá conocer primero la metodología RCM, estar capacitados para lograr los objetivos. Los integrantes deben conocer el proceso y el equipo, por lo que regularmente se requiere la presencia del personal de operaciones y de mantenimiento, y sin importar cuan antiguos sean en el puesto de trabajo, lo que se necesita es que conozcan profundamente el equipo que se va a revisar.

La formación típica de un grupo para análisis de RCM se muestra en la figura:

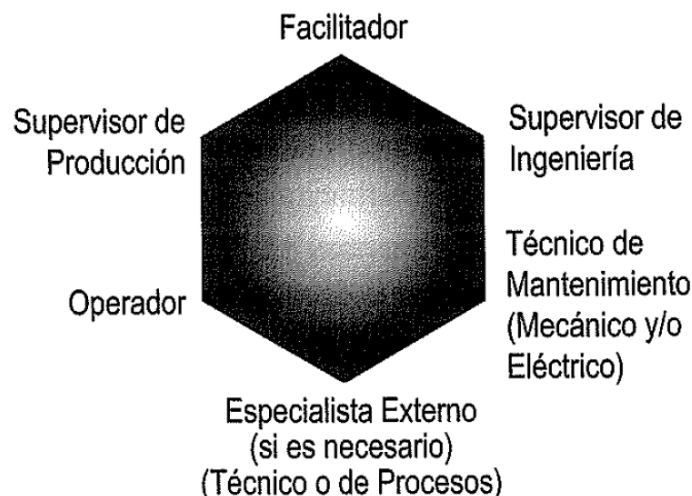


Figura 29: *Reliability-centred Maintenance RCM (2000). Formación de Grupo de Análisis RCM típico [Figura] (p.17)*

3.11.3. Facilitadores

Un facilitador es el experto en RCM, encargado de guiar al grupo en el análisis RCM, deberá definir claramente los límites del sistema y alcanzar el nivel correcto, capacitar al grupo explicándoles la metodología y los objetivos que se requieren alcanzar, trabaja conjuntamente con la gerencia o jefes de proyecto y gestiona los recursos requeridos por el grupo de trabajo.

3.11.4. Resultados del análisis RCM

Los resultados del análisis RCM son:

El plan de mantenimiento para el área encargada de ejecutarlo.

El manual de operaciones de los equipos analizados para el área de producción y mantenimiento.

Las recomendaciones de cambios en la operación o diseño del equipo cuando éste no puede funcionar de la forma deseada en su configuración actual.

3.11.5. Auditoría e implementación

Un análisis de RCM requiere ser auditado, el auditor debe verificar primero que el método haya sido aplicado correctamente y luego verificar su contenido es decir que se haya trabajado con la información correcta entregando las conclusiones correctas. Se recomienda también que la auditoria se realice inmediatamente completado el análisis RCM porque las personas que participaron en su elaboración recuerdan aun claramente porque decidieron cada tarea o acción de mantenimiento y como llegaron a definirla.

3.12. Acciones de Mantenimiento en un Programa RCM

Existen cuatro resultados al aplicar la metodología RCM:

No ejecutar ningún mantenimiento: Se llama mantenimiento reactivo o de corrección en falla (RTF). Este tipo de mantenimiento asume que la falla puede ocurrir en cualquier parte del sistema, que no supone una falta grave y no perjudica la operación. Es la forma más básica del mantenimiento, si se presenta la avería se repara en el menor tiempo para que siga funcionando. El problema es que al no ser prevista se requiere contar con los recursos económicos suficientes e inmediatos para atender la emergencia y muchas veces con cantidad de piezas de repuesto almacenadas ya que varias de ellas no pueden ser conseguidas de inmediato.

Ejecutar el Mantenimiento Preventivo (PM): Consiste en prevenir una falla o desperfecto realizando para ello inspecciones programadas con regularidad, aprietes, limpieza, lubricación y reemplazo de elementos y piezas.

Ejecutar el Mantenimiento Basado en Condición (CBM): Mantenimiento Predictivo (PdM) y monitoreo en tiempo real. Es una técnica muy usada en la actualidad por la cantidad y funcionalidad de los nuevos equipos de medición existentes en el mercado. Consiste en monitorear los parámetros de funcionamiento de la máquina en línea con equipos especializados, que pueden no solo medir sino también evaluar su

estado en tiempo real, es decir en funcionamiento, emitiendo un reporte de diagnóstico y estado con ayuda de softwares y entornos digitales. Este tipo de mantenimiento permite programar intervenciones correctivas al verificar que sus valores nominales han sido sobrepasados o no se encuentren dentro del rango de funcionamiento normal, logrando evitar una falla catastrófica.

Rediseño: Cuando ninguna de las técnicas de mantenimiento antes mencionadas reducen o mitigan la probabilidad de falla o cuando el riesgo es muy alto se considera viable el rediseño del sistema y equipos.

Un plan RCM incluirá los cuatro resultados de análisis anteriores, ya que ninguno es más importante que otro. La Figura 6 muestra las relaciones que tienen las actividades de mantenimiento con RCM. (Cadick Corporation, 2010)

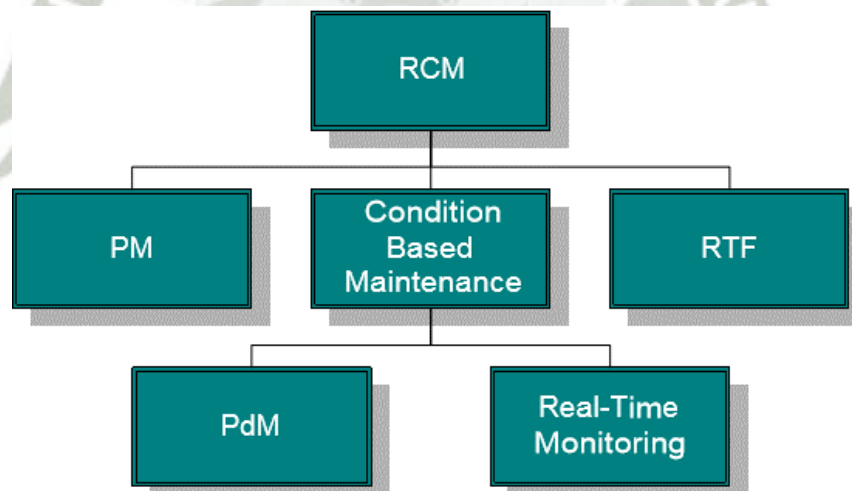


Figura 30: Cadick Corporation. (2010). Elementos del RCM [Figura]. What is Reliability Centered Maintenance? (p. 06). Madrid

3.13. Indicadores de Mantenimiento

3.13.1. Disponibilidad del Equipo

La disponibilidad es el indicador más importante de mantenimiento, representa el porcentaje en que un equipo está a disposición de los operadores para cumplir la función para la cual fue diseñado. Este se calcula dividiendo el tiempo disponible, que es la resta de las horas de parada por mantenimiento a las horas totales de funcionamiento, entre las horas totales del periodo a considerar.

$$\text{Disponibilidad} = \frac{\text{Horas Totales} - \text{Horas de Parada por Mantto}}{\text{Horas Totales}}$$

Donde las horas totales se refiere a horas que la máquina ha estado en disposición de funcionar en un periodo determinado de análisis, por ejemplo si fuese de un año, en general se consideran 365 días multiplicado por 24 horas día, se tendría un total de 8760 horas año.

Para el número de horas de parada por mantenimiento, se refiere a mantenimiento correctivo y preventivo solo se consideran las horas dedicadas al mantenimiento de la máquina, no se considera el periodo de tiempo en el que no se requería su uso por algún motivo de producción, comercialización o parada voluntaria por parte de procesos u otra área, esto no afecta la disponibilidad.

3.13.2. Tiempo medio entre fallos: MTBF

Es el tiempo promedio que transcurre entre cada evento de falla, por lo que fácilmente se puede concluir que a mayor MTBF, mayor es la confiabilidad del equipo. Es un indicador bastante usado sin embargo debe contarse con registro histórico suficiente para evaluar este indicador.

$$MTBF = \frac{\text{Tiempo Total de Operación}}{\text{Número de Paradas}}$$

3.13.3. Tiempo Medio de Reparación: MTTR

Es el tiempo promedio de reparación y está asociado a la mantenibilidad del sistema o equipo. Resulta de dividir todo el tiempo total de paradas entre el número de averías.

$$MTTR = \frac{\text{Tiempo Total de Paradas}}{\text{Número de Fallas}}$$

3.14. Subestación Eléctrica

Una subestación eléctrica es una instalación compuesta por un conjunto de equipos y dispositivos encargados de transformar, regular y distribuir la energía eléctrica a diferentes niveles de tensión. Las subestaciones pueden clasificarse de varias maneras:

Según su montaje e instalación:

- Subestaciones de interior
- Subestaciones de exterior o a la intemperie

Según el tipo de equipo:

- Subestaciones convencionales
- Subestaciones encapsuladas
- Subestaciones móviles

Se encuentran ubicadas cerca de centrales de generación, en la periferia de las ciudades, en zonas urbanas y hasta en el interior de un edificio. Pueden ser de transformación o también de regulación y maniobra.

La subestación es fundamental en el sistema eléctrico para poder utilizar la energía proveniente de las fuentes.

3.14.1. Partes de una Subestación

3.14.1.1. Transformador

Los transformadores son parte importante de los sistemas de energía y son usados en centrales de generación, sistemas de transmisión e interconexión y en la distribución de energía eléctrica.

Un transformador es una máquina que cambia un nivel de tensión en otro por medio de inducción electromagnética. Principalmente consta de dos o más bobinas de material conductor de corriente y un núcleo ferromagnético para transporte del campo. Estas bobinas regularmente no tienen conexión física directa entre sí, solo las une el flujo magnético común que se encuentra en el interior del transformador.

Para su funcionamiento, uno de los devanados debe estar conectado a una fuente de energía alterna para que en el otro u otros devanados se induzcan tensión de la misma forma alterna a la misma frecuencia pero a diferente nivel de tensión.

El devanado que se conecta a la fuente de energía se le conoce como devanado primario y los otros como devanados secundario o terciario respectivamente y son los que se conectan a la carga, que viene a ser cualquier equipo, dispositivo o sistema que consume o utilice corriente eléctrica.

A continuación se describen las partes más importantes de un transformador:

3.14.1.2. Núcleo

El núcleo es fabricado con láminas de acero al silicio de grano orientado de alta permeabilidad magnética laminado en frío con recubrimiento aislante llamado Carlite para aislarlos y apilarlos entre sí lo que se le conoce como enchapado. La función del núcleo es mantener el flujo magnético confinado en él evitando de esta forma la dispersión del flujo a través del aire originando pérdidas de energía en el proceso de transformación.

Los sistemas empleados en la construcción de los núcleos proporciona reducidos niveles de pérdidas, intensidad de vacío y ruido. (PROMELSA, 2010)

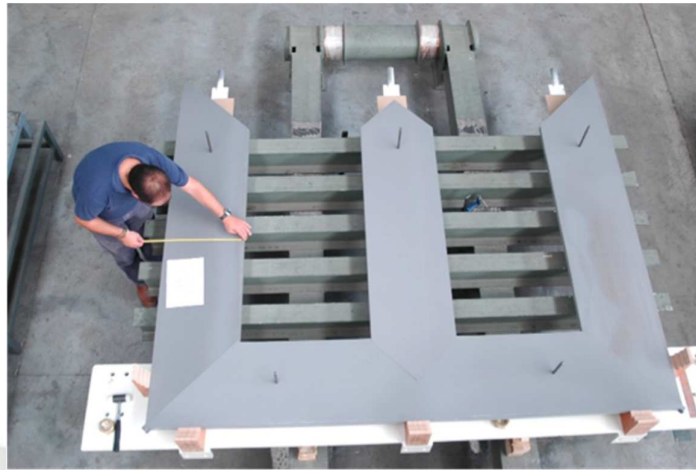


Figura 31: IMEFY GROUP (s.f.). Núcleo Magnético. [Fotografía].

Recuperado de <http://imefy.com/es/produccion/> España

3.14.1.3. Devanados

El devanado es simplemente alambre, regularmente de sección circular, enrollado o bobinado encima de las columnas del núcleo por medio de materiales aislantes de soporte. Tienen la función de, según su número de vueltas, transformar el voltaje a los valores requeridos para su uso. Los devanados o bobinas de alambre son fabricados de cobre electrolítico puro.

El conductor empleado en el arrollamiento de baja tensión es normalmente, de sección rectangular por la mayor corriente que transporta y está forrado con papel de celulosa pura. El arrollamiento de alta tensión es fabricado generalmente con conductor de cobre esmaltado de doble capa clase H y de sección circular de menor sección transversal por transportar menor cantidad de corriente.

Las bobinas pueden ser de forma cilíndrica o concéntrica y su diseño permite obtener las siguientes ventajas:

- Adecuada coordinación de aislamiento, que proporciona una óptima resistencia dieléctrica a sobretensiones, debidas a maniobras y descargas atmosféricas.
- Mejor refrigeración, facilitando una óptima circulación del aceite para la disipación del calor generado por los bobinados.

- Mayor rigidez mecánica, que permite soportar mejor los esfuerzos radiales y axiales de cortocircuito. (DELCROSA, s.f.)



Figura 32: ELECTROMECAÁNICA OMEGA (2011). Bobinas de un Transformador [Fotografía]. Recuperado de <http://electromecanicaomega.blogspot.pe> Perú

3.14.1.4. Tanque

El tanque denominado también “Cuba” es un depósito que cumple la función de contener al fluido aislante - refrigerante del transformador, regularmente aceite dieléctrico mineral, sostiene principalmente al núcleo, aisladores y los devanados que están sumergidos en el interior. Están fabricados de acero laminado en frío con espesores adecuados para evitar cualquier tipo de deformación o fisuras, las costuras de soldadura son verificadas presurizando el tanque y con un detector ultrasónico se descartan probables filtraciones. La refrigeración del Transformador se realiza por medio de radiadores por donde circula el fluido aislante. (PROMELSA, 2010).

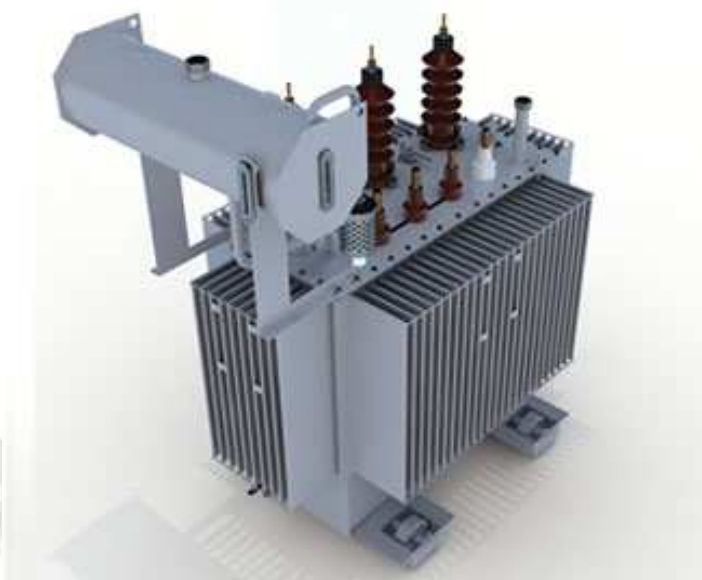


Figura 33: TUBOS TRANS ELECTRIC (2017). Transformador de Distribución Tanque de Transformador [Figura]. Recuperado de <http://www.ttesa.com.ar/transformadoresd.php> Argentina

3.14.1.5. Aislamiento

El aislamiento del transformador garantiza la vida útil del transformador que depende de la calidad de los aislamientos empleados, los que se degradan por las sobretensiones o elevaciones de temperatura debido a sobrecargas excesivas. La gran parte de aislamientos empleados son de origen natural (papel, cartón y madera) y no contaminan ni degradan el aceite aislante. El alto índice de impregnación de estos materiales aislantes, permite una rigidez dieléctrica adecuada y un bajo índice de factor de potencia. (DELCROSA, s.f.)



Figura 34: IMEFY GROUP (s.f.). Aislamiento de un Transformador [Fotografía]. Recuperado de <http://imefy.com/es/produccion/> España

3.14.1.6. Aceite Dieléctrico

El aceite del transformador cumple dos funciones: Aislamiento eléctrico por tener una elevada rigidez dieléctrica y refrigeración, es decir, mantiene la máquina a temperatura nominal evacuando el calor del interior del devanado hacia el exterior, a las aletas de refrigeración, para luego reingresar a menor temperatura y cíclicamente realizarlo nuevamente. Es aceite mineral y sus características cumplen con las exigencias de las normas ASTM D3487 o IEC 60296. Antes de ser utilizado en el transformador, el aceite es sometido a un tratamiento de filtrado y secado bajo termo-vacío y posteriormente, sometido a pruebas que garantizan sus características químicas y dieléctricas, para la óptima operación del transformador. Actualmente están presentes también los transformadores sumergidos en aceites biodegradables de alto punto de inflamación Envirotemp FR3 y Silicona. (DELCROSA, s.f.)

3.14.1.7. Aisladores Pasatapas

Conocidos como Bushings, son piezas de material aislante que permiten la salida de la tensión y corriente del interior del transformador, específicamente los devanados de la máquina, hacia el exterior para su utilización. Los materiales que se utilizan para su fabricación pueden ser cerámicos, poliméricos, aislados con papel impregnado en aceite, papel impregnado en resina, otros.

3.14.1.8. Conmutador

Conocido como intercambiador de Taps. Su función es la de intercambiar a diferentes puntos de conexión ubicados en el devanado modificando el número de vueltas en la bobina consiguiendo con esto cambiar niveles de tensión moderadamente en un rango establecido.

El mecanismo intercambiador de tomas puede ser manual, lo que significa que debe ser maniobrado por un operador. Para poder operar tal componente el transformador deberá estar descargado y posteriormente desenergizado lo que permitirá cambiar de posición de Taps en forma segura. También existen los conmutadores automáticos que constan de un equipo independiente con cámaras de extinción de arco rellenas con su propio líquido aislante, regularmente también aceite o gas, dentro del transformador para realizar la maniobra de forma automática, este tipo de conmutación puede ser realizada con carga.

3.14.1.9. Medidor de temperatura

Es de vital importancia el monitoreo térmico de transformadores sumergidos en aceite de cualquier tamaño desde los de distribución hasta los de potencia gran tamaño. Para la medición se usan sensores de resistencia variable o de mecanismos genéricos como el fuelle de Bourdon todavía utilizadas en la actualidad. Los indicadores están diseñados para medir la temperatura de forma digital o analógica con salida a sistemas de monitoreo y control.

3.14.1.10. Indicador de nivel de aceite

Es un dispositivo utilizado para la medición del nivel de líquido aislante en el tanque principal o tanque de expansión según el tipo de transformador, cuenta por lo menos con alarma, indicador de nivel mínimo y máximo. El mecanismo de medición puede ser de contacto o interruptores, con flotador, magnético. En la actualidad la mayoría cuenta ahora con transductores que permiten la transmisión remota de la señal de medición para monitoreo y control.

3.14.1.11. Válvula de sobrepresión

La válvula de sobrepresión es un dispositivo que permite la evacuación súbita del aceite del transformador ante una eventual sobrepresión interna ocasionada por falla eléctrica o cortocircuito que origina una variación violenta de temperatura y presión. Se encuentra ubicada en la parte superior de la máquina y consta de una membrana que trabaja a una determinada presión nominal, cuando ésta se eleva la membrana se perfora y permite la descarga del aceite hacia el exterior de la cuba liberando la peligrosa presión creada en el interior.

3.14.1.12. Filtro desecador

Conocido también como respiradero. El filtro desecador es un elemento que contiene material deshidratante, comúnmente cristales de sílica gel con gran capacidad de absorción de agua. Su existencia se debe a que durante el funcionamiento del transformador la temperatura sufre variaciones debido a la cambio de la corriente de carga, esto genera que el volumen del aceite también varíe, mayor volumen cuando la máquina se calienta y menor cuando se enfría. La variación de volumen hace que en el transformador desplace aire al exterior y posteriormente lo absorba al enfriarse. Este comportamiento genera intercambio de aire con el exterior y es el filtro desecador el encargado de deshumidificar el aire entrante para evitar la degradación del aceite dieléctrico por ingreso de humedad lo que ocasionaría la reducción de tiempo de vida de la máquina. Este filtro es instalado solo en transformadores con tanque de expansión.

3.14.1.13. Sistema de barras

Físicamente son barras de cobre que se utilizan en tableros y celdas para la interconexión de los equipos eléctricos.

Estas barras son óptimos conductores tienen alta conductividad y resistencia mecánica. Pueden instalarse mediante aisladores portabarras a las estructuras de soporte y pueden ser aisladas mediante el uso de mangas aislantes termo contraíbles.



Figura 35: TEKNOMEGA (2009). Sistema de Barras de Cobre.
[Fotografía]. Recuperado de [http://www.teknomega.es/departamento-
paneles/barras-cobre-y-aluminio/barras-cobre-llenas](http://www.teknomega.es/departamento-
paneles/barras-cobre-y-aluminio/barras-cobre-llenas)

Italia.

3.14.1.14. Seccionador de Potencia

Es un equipo de maniobra muy utilizado en subestaciones eléctricas, permite separar mecánicamente la alimentación de una fuente o carga, acompaña la maniobra de corte o reconexión de energía en trabajos de mantenimiento y garantiza visiblemente la separación incrementando la seguridad de los operadores. Se usa en subestaciones de distribución y de potencia de todo tipo, de interior o exterior, convencionales y compactas.

Posee como accesorio especial un Seccionador Tripolar (1), denominado Seccionador de Línea que se abre, mediante mando por palanca, de abajo para arriba de modo que en su posición ABIERTO sus cuchillas quedan sin tensión. Posee un Bloqueo Mecánico (2) que impide que el Seccionador de Línea pueda abrirse cuando el seccionador de Potencia está en posición Cerrado; a su vez, el Seccionador de Potencia no podrá cerrarse si el Seccionador de Línea está en posición Abierto. Tanto el Seccionador de Potencia como el de Línea están montados sobre un Chasis (3) unitario lo que permite mantener su perfecto alineamiento durante todo el período de vida del aparato. En caso sea requerido el Seccionador de Línea, en su posición Abierto, puede quedar automáticamente Puesto a Tierra (4). Los aisladores inferiores (5) pueden ser del tipo Capacitivos con lámparas de señalización de presencia de tensión. (ELECIN S.A., 2014).

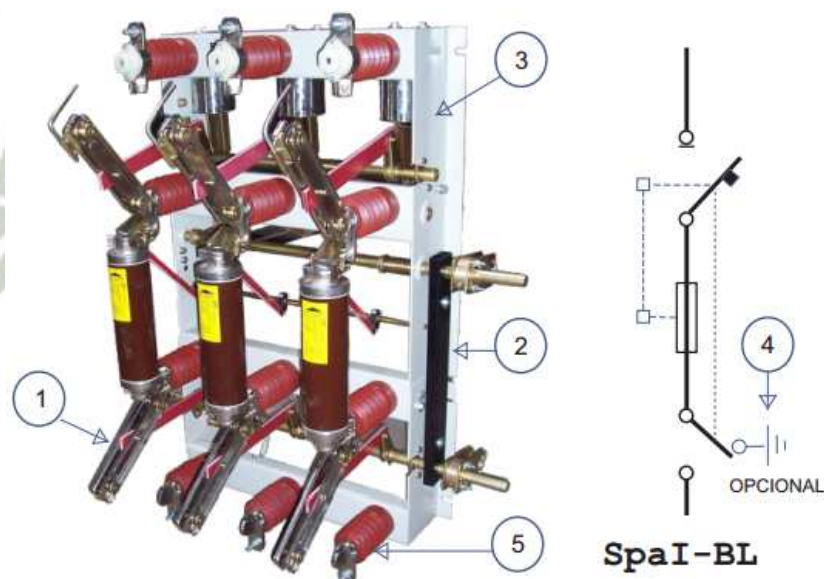


Figura 36: ELECIN S.A. (2014). Seccionador Tripolar [Figura].
Seccionador de Potencia. (p.03)

3.14.1.15. Transformadores de Instrumento para Medición y Protección

- *Transformadores de Tensión*

Los transformadores de tensión son equipos que transforman altas tensiones en tensiones menores medibles. Estos transformadores de tensión tienen un sólo núcleo magnético y pueden ser realizados con uno o varios arrollamientos secundarios.

Los arrollamientos secundarios de transformadores unipolares aislados están arrollados directamente sobre el núcleo de hierro puesto a tierra. Los transformadores bipolares aislados tienen que tener un aislamiento entre el arrollamiento primario y secundario que corresponde a la mitad de la tensión fase a tierra. (Transformadores de medida en media tensión, 2014)



Figura 37: Vera, C. (2017). *Transformadores de Tensión inductivos 10000/120 V. [Fotografía]. Subestación de Tecsup – Arequipa.*

- *Transformadores de Corriente*

Los transformadores de corriente reducen las altas corrientes a valores medibles por el instrumento de medición o protección, se conecta en serie con el circuito de potencia y el arrollamiento secundario se conecta a los instrumentos de medida y protección. El arrollamiento primario puede estar constituido por una sola espira, o por

múltiples espiras, las cuales a su vez se pueden dividir en partes iguales y conectarse en serie o paralelo para cambiar la relación de transformación.

El arrollamiento secundario, que siempre consta de un gran número de espiras, puede tener derivaciones para conseguir diferentes relaciones de transformación.

Los transformadores de corriente tienen como función:

- Adaptar las corrientes elevadas a valores compatibles con los que trabajan los instrumentos de medida y los relés de protección.
- Proporcionar aislación a los instrumentos de medida y relés de protección con respecto a la alta tensión del circuito de potencia.
- Permitir el uso normalizado para las corrientes nominales de los instrumentos de medida y de protección.

(Facultad de Ingeniería - UDELAR)

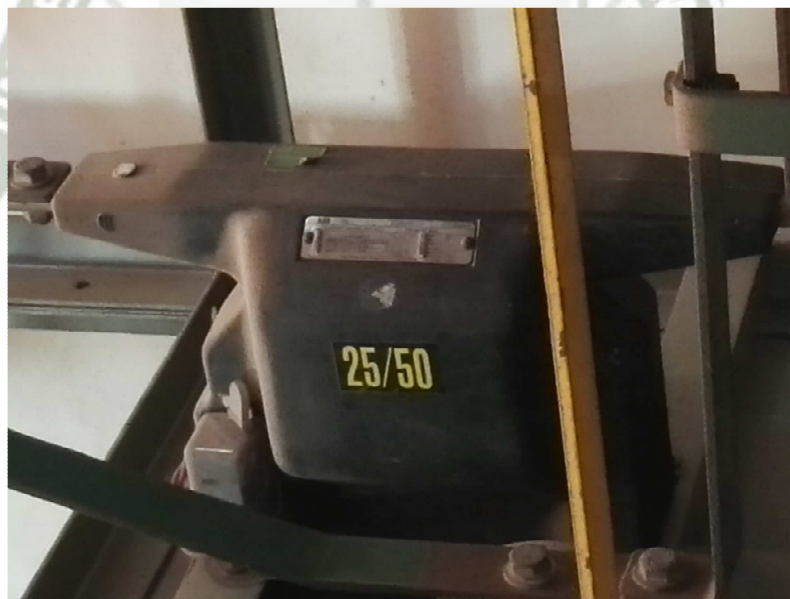


Figura 38: Vera, C. (2017). *Transformadores de Corriente para Media Tensión de 25/5 A. [Fotografía]. Subestación de Tecsup – Arequipa.*

3.14.1.16. Fusibles de Potencia

Son elementos de protección para el sistema eléctrico, son seguros y confiables, no requieren de mantenimiento. Su función principal es la de servir como enlace débil entre dos secciones de la red eléctrica y fundirse cuando circule una elevada corriente por el mismo. Deberá actuar de manera rápida y también es necesaria su coordinación de existir más elementos de protección.

Las siguientes normas se aplican a los fusibles de media tensión: (Csanyi, 2014)

- IEEE Std. C37.40/41/48
- ANSI C37.42/44/46/47/53

Cuando la corriente que atraviesa el dispositivo es mayor a la mínima corriente de fusión para la cual fue diseñado el elemento principal del fusible se funde, separando así la falla de la red. Al ser de bajo costo solo se reemplaza por uno con las mismas características. Existen tres tipos básicos de fusibles:

- Fusible de expulsión (expulsion fuse)
- Fusible de vacío (vacuum fuse)
- Limitador de corriente (current-limiting fuse)

La función principal de los fusibles limitadores de corriente es proteger aparatos eléctricos, tales como transformadores de distribución, motores y baterías de condensadores contra corrientes de sobrecarga. La elección depende de los requisitos de cada aplicación y de las condiciones específicas de la red. Uno de los factores más críticos para una protección óptima es la correcta selección de fusibles. (ABB, 2015).

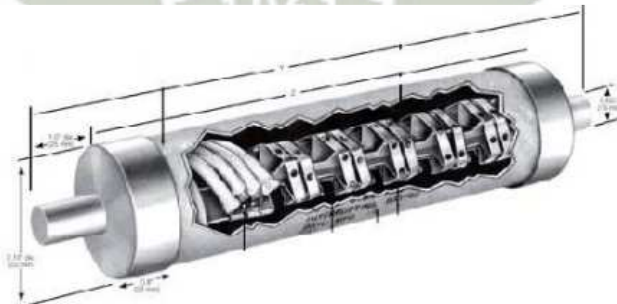


Figura 39: Guzmán, G. (2012). *Fusible Limitador de Corriente [Figura].*
Manual para coordinación de fusibles en la red de media tensión (p.44).

3.14.1.17. Interruptores Motorizados

Son equipos de maniobra que permiten hacer una transferencia de carga a una fuente de energía auxiliar en caso de falla. Estos interruptores pueden funcionar en forma manual o automática. Aseguran la disponibilidad de la energía en sistemas de alta dependencia con ésta.

El interruptor de transferencia se puede adaptar a los requerimientos de la aplicación, incluso se podría adaptar el programa del mini PLC y al PLC, si se requiere obtener otros resultados.

El modo de uso es simple y práctico. El sistema opera automáticamente, pero también puede ser manejado manualmente. De ser así, cuando se produzca una falla en la red de energía utilizada y la transferencia no se realizara, el cambio lo efectuará el usuario a través de una botonera de forma manual.

Este equipo tarda un tiempo determinado por el operador para que el sistema empiece a operar ya que la falla de alimentación de la red puede arreglarse de inmediato, del mismo modo cuando la red de energía al que se está conectado regrese a su normalidad. (Ochoa & Espinoza, 2012).



Figura 40: Vera, C. (2017). Interruptor motorizado Compact NSX 630N Schneider Electric. [Fotografía]. Subestación de Tecsup – Arequipa.

3.14.1.18. Interruptores Termomagnéticos

Los interruptores termomagnéticos son dispositivos capaces de cortar la energía eléctrica automáticamente cuando la corriente exceda de los valores nominales del sistema.

Protegen la instalación contra corrientes de sobrecarga y de cortocircuito. El principio de funcionamiento se basa en dos efectos producidos por la circulación de la corriente: El efecto térmico, que debido a la circulación en el tiempo de una corriente por el circuito provoca el calentamiento de los conductores y del interruptor, lo que se conoce como “Efecto Joule”, que podría provocar la actuación de la parte térmica. Esta parte está constituida por una lámina bimetálica que, al calentarse por encima de un determinado límite por efecto de la corriente que circula por ella, sufre una deformación y pasa a una posición que activa el correspondiente dispositivo mecánico, provocando la apertura del contacto.

Por otro lado el efecto magnético, producido también por el paso de una corriente en un circuito. Este principio es utilizado por la parte magnética del interruptor para limitar elevadas corrientes en un tiempo mucho más corto que la parte térmica, está constituida básicamente por un electroimán que actuará aperturando los contactos del interruptor. Es la parte destinada a la protección frente a los cortocircuitos, donde se produce un aumento muy rápido y elevado de corriente.

Las normas IEC 609 7- y 60898 fijan las características de disparo de las protecciones de los interruptores automáticos:

- Curva B: Circuitos resistivos (para influencia de transitorios de arranque) o con gran longitud de cables hasta el receptor.
- Curva C: Cargas mixtas y motores normales en categoría AC (protección típica en el ámbito residencial).
- Curva D: Circuitos con transitorios fuertes, transformadores, capacitores, etc. (Kessler, Afinidad Eléctrica, 2007).

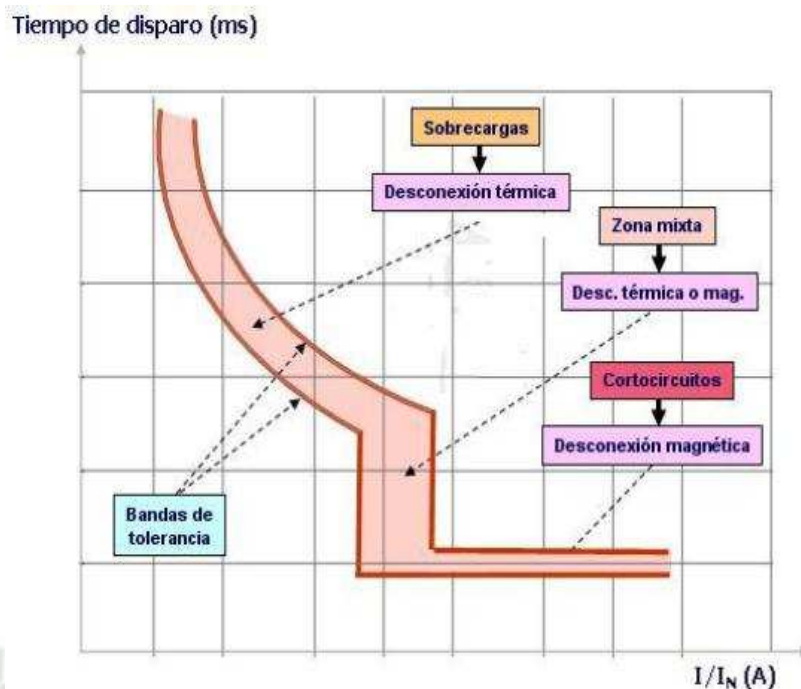


Figura 41: AFINIDAD ELÉCTRICA (2007). Curva de disparo del Interruptor Termomagnético. [Figura]. Recuperado de <http://www.afinidadelectrica.com/articulo.php?IdArticulo=138>



Figura 42: Vera, C. (2017). Interruptores Termomagnéticos Tripolares NSX 250F Schneider Electric. [Fotografía]. Subestación de Tecsup – Arequipa.

3.14.1.19. Medidores Multifunción

Los medidores multifunción son equipos que miden los parámetros eléctricos de una instalación dentro de los cuales destacan: Tensión, corriente, frecuencia, potencias, factor de potencia, energía y hasta parámetros de calidad de energía en muchos casos. Dichos equipos solo requieren de una alimentación auxiliar, de preferencia independiente de la red a analizar, y las entradas de voltaje y corriente del sistema.

Lo más destacable de estos nuevos equipos es la capacidad de comunicación que permite la integración para monitoreo y control con otras unidades de adquisición de datos y automatización de nivel superior.

Se puede configurar accediendo a su panel frontal mediante los botones al frente físicamente dispuestos al operador para su uso o vía software mediante un ordenador local o remoto gracias a sus protocolos de comunicación instalados. “El operador puede realizar la configuración a través de sus teclas de acceso frontales o vía software mediante un computador personal”. (PCE Instruments, s.f.).

En cuanto a las especificaciones técnicas requerida, las más importantes a considerar son las siguientes:

- Rangos de tensión
- Rango de corriente
- Precisión de medida
- Tensión de alimentación
- Entradas y salidas digitales y analógicas
- Conexión
- Pantalla
- Dimensiones para instalación en panel
- Rango de temperatura de operación, humedad, altura, otros.
- Módulos de comunicación
- Software del medidor

Generalmente cuenta con puerto frontal RS232 con la que puede conectarse a una PC y obtener acceso directo a la información para otro personal de planta, en la parte

posterior, puertos RS485 Modbus, Profibus u otro protocolo industrial para enlazar varios equipos y comunicarlos con un centro de control o adquisición de datos centralizado.



Figura 43: PCE Instrument (s.f.). Medidor Multifunción SENTRON PAC de Siemens. [Figura]. Recuperado de <http://www.pce-iberica.es/medidor-detalles-tecnicos/sistemas/medidor-multifuncion-pac3200.htm> España.

3.14.1.20. Tableros y Celdas Eléctricas de Baja y Media Tensión

Son cajas metálicas hechas con perfiles estructurales y planchas de fierro de alta resistencia para soportar el desplazamiento y peso de toda la aparencia eléctrica de una subestación.

Tiene compartimentos para alojar los dispositivos de medición, control, protección y transformación del sistema eléctrico, soporta al sistema de barras. Protegen a los equipos y mantienen aislados a los puntos calientes del personal de mantenimiento y operadores a distancia normada para evitar contactos directos. Pueden ser fabricadas para media y baja aisladas en aire, gas u otro medio aislante.

3.14.1.21. Conductores y Cables

Son elementos fabricados para conducir electricidad se usan para la transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica. En general están conformados de una parte conductora y otra aislante. La parte conductora, llamada “alma”, es fabricada con materiales altamente conductivos, de baja resistividad eléctrica, regularmente cobre o aluminio. La parte aislante, si es que la tiene, está fabricada con materiales que no permiten el paso de corriente eléctrica y que envuelve a la parte conductora para que la corriente no salga afuera de la misma, es decir sea aislada y confinada en el interior.

Los materiales más usados son el policloruro de vinilo, caucho etileno propínelo, polietileno reticulado u otro similar, pueden ser unipolares o multipolares.

Así mismo existen conductores más elaborados para aplicaciones industriales o mineras que cuentan con otros elementos que ayudan a cumplir su función con seguridad como cubiertas protectoras mecánicas, enchaquetados, armaduras, capas semiconductoras, capas o elementos de aterramiento, cables guía para monitoreo de rotura y protección, etc.

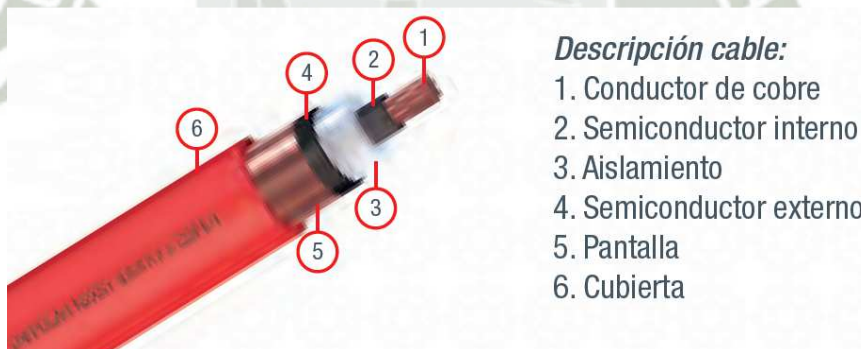


Figura 44: CCEPER Cables (s.f.). Cable Unipolar para Media Tensión tipo N2XSY de 24 kV. [Figura]. Recuperado de <http://www.ceper.com.pe/pdf/2/ceper-cables-catalogo-general.pdf>. Perú.

3.14.1.22. Sistema de Puesta a Tierra de la Subestación

Es un sistema de seguridad y protección de equipos y personas, evitando el contacto de estos con una corriente de fuga producto de una falla de aislamiento en los puntos activos de la instalación.

Físicamente se conectan todas las estructuras metálicas de los equipos a tierra mediante un cable de sección adecuada y elementos de aterramiento para llevar las corrientes indebidas y peligrosas hacia tierra.

Dentro de sus funciones están las de facilitar la operación de los sistemas de protección, asegurar que el personal no se encuentre expuesto a gradientes de potencial peligrosos, establecer instalaciones con conexión equipotencial asegurando que toda estructura metálica no se energice o quede temporalmente energizada, derivar toda corriente de falla a tierra por el sistema de protección y no por la persona.

Existen sistemas de aterramiento de protección que, como su nombre lo indica, son las encargadas de proteger a las personas y equipos de fallas de aislamiento o descargas atmosféricas, y existen también las puestas a tierra de servicio que cumplen una función técnica de aterramiento del neutro en transformadores, generadores y resto del sistema de distribución para estabilización de voltajes por requerimientos del sistema.

3.14.1.23. Unidad Lógica de Transferencia

La unidad lógica de transferencia es un controlador que permite automatizar un proceso de transferencia para alimentación auxiliar de energía.

Se activa cuando se suspende el servicio normal de energía de la red iniciando una secuencia lógica de acciones para restablecimiento de la energía con un sistema auxiliar permitiendo controlar los tiempos de actuación de los interruptores motorizados, sistema de detección de la presencia de tensión y arranque de grupo electrógeno.

. Su programación sigue en general la siguiente secuencia: Detectada la no presencia de tensión y descartado un corte temporal por maniobra, envía una señal para arranque automático del grupo electrógeno y después de un tiempo de normalización de entrega de tensión y frecuencia emite orden de apertura del interruptor de red y

posteriormente de cierre del interruptor de grupo para restablecimiento de energía al sistema.

La lógica del circuito de transferencia realiza las siguientes acciones para mantener y operar el sistema en caso de corte intempestivo de energía eléctrica:

- Sensa el voltaje suministrado por la red.
- Ordena el arranque automático del grupo.
- Monitorea tensión y frecuencia generada.
- Conecta el sistema al suministro de emergencia.
- Monitorea tensión de red.
- Transfiere de nuevo la carga al suministro normal de red, cuando éste se restablece.
- Permite que el grupo trabaje unos minutos en vacío.
- Monitorea la carga de batería
- Permite realizar transferencia de carga manual mediante pulsadores de arranque y detención.
- Cuenta con panel de alarmas, indicadores luminosos de falla de arranque, falla de tensión de red, tensión de grupo, batería, ausencia de fase, pre-alarmas.
- Posibilita la programación con intervalo de inactividad.



Figura 45: Vera, C. (2017). Controlador Automático de Transferencia UA Controllor de Schneider Electric. [Fotografía]. Subestación de Tecsup – Arequipa.

3.14.2. Ensayos realizados al Transformador

3.14.2.1. Medida de Resistencia Eléctrica

Se refiere a la resistencia de los devanados. Se mide aplicando tensión continua a cada bobina y directa o indirectamente se obtiene el valor en ohmios de la resistencia eléctrica. Se debe tomar también registro del valor de la temperatura a la cual se realiza la medición.

3.14.2.2. Pérdidas y Corriente en Vacío

A esta prueba se le conoce como ensayo de vacío. Resulta de aplicar tensión nominal en los bornes de baja tensión del transformador con el lado de alta tensión en circuito abierto. Se instalan equipos de medición como amperímetros, voltímetros y vatímetros para medir la corriente y potencia de vacío producto de las pérdidas en el núcleo del transformador.

3.14.2.3. Impedancia de Cortocircuito y Pérdidas con Carga

Ensayo de cortocircuito del transformador. Se realiza aplicando una tensión especificada en la Norma IEC 60076-1, en el lado de alta tensión estando los bornes de baja tensión cortocircuitados. De este ensayo se obtiene las pérdidas producidas en los devanados del transformador.

3.14.2.4. Relación de Transformación y Polaridad

Se mide la relación de transformación para cada posición del conmutador y se comprueba el grupo de conexión. Se obtiene en forma directa utilizando un equipo de medición de relación de transformación llamado TTR, la norma de referencia para el ensayo es IEEE C57.12.90-1993. La tolerancia medida debe ser de $\pm 5\%$ en todas sus derivaciones.

3.14.2.5. Tensión Aplicada

Para esta prueba se aplica a los bornes de alta tensión en conexión en cortocircuito, el voltaje de prueba que se especifica en la Norma IEC 60076-3 correspondiente a su voltaje nominal durante un minuto y estando los bornes de baja tensión cortocircuitados y junto al tanque, y el núcleo a tierra. De igual manera, se procede con los bornes de baja tensión. Con esta prueba se verifica el aislamiento entre bobinas, el conmutador y los aisladores a las partes aterradas del transformador tales como el núcleo y el tanque.

3.14.2.6. Tensión Inducida

En esta prueba se aplica a los bornes de baja tensión del transformador una tensión igual a dos veces su tensión nominal a una frecuencia de 180 Hz durante 40 segundos, estando los bornes de alta tensión en conexión de circuito abierto. Con esta prueba se verifica el aislamiento de las bobinas, y entre las fases de las bobinas, conmutador y aisladores a las partes aterradas del transformador.

3.14.2.7. Ensayo de Calentamiento

Con el objetivo de determinar la temperatura del aceite en la parte superior del tanque a régimen estable, y también el calentamiento medio de las bobinas a corriente nominal, se somete el sistema de enfriamiento de transformador a las pérdidas totales medidas, para garantizar que el transformador pueda entregar la potencia nominal especificada.

3.14.2.8. Ensayos de Impulso

En esta prueba se aplica sobre cada borne del transformador una onda de tensión con la forma y los valores señalados en la Norma IEC 60076-3, y estando los bornes restantes a tierra, sometiendo de esta manera al aislamiento externo e interno del transformador a una sobretensión similar a la producida a una descarga atmosférica. (DELCROSA, s.f.)

3.14.2.9. Medición de Aislamiento

Con esta prueba se mide los valores de aislamiento eléctrico entre bobinas, bobina carcasa, bobinas y tierra. Se logra aplicando una tensión continua cuyo valor se encuentra especificado en la Norma IEEE C57.12.90. El equipo de medición se le conoce como Megómetro y aplica valores nominales de voltaje directo.

4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

4.1. Contexto Operacional

TECSUP al ser usuario en media tensión cuenta con una subestación eléctrica a nivel tipo caseta en cuyo interior se tiene un transformador de distribución de 250 KVA, celdas de media tensión (10KV); una de llegada donde se encuentra un seccionador tripolar con fusibles tipo CEF, una celda de medición, que contienen transformadores de tensión y corriente de instrumento para medición en conexión delta abierto, y una última donde se encuentra alojado el transformador. En la parte posterior su ubican las celdas de baja tensión (380/220V), que contienen los interruptores termomagnéticos que alimentan a los tableros principales de todas las áreas en cableado subterráneo, sistemas de barras, equipos de medición y protección incluyendo una celda de transferencia con mando automático. También se ubica en el mismo recinto un grupo electrógeno de 150 KVA, de respaldo, que solo ingresa en caso de desconexión de la red primaria o en caso de mantenimiento programado al transformador.



Figura 46: GOOGLE MAPS (2017). Ubicación de la subestación de Tecsup en el interior de las instalaciones. [Fotografía]. Recuperado de <https://www.google.com.pe/maps Perú>

Este sistema cumple la función de transformar la tensión de entrada que viene de la empresa concesionaria de distribución SEAL S.A. de 10 KV en 380/220 V para uso interno. La red externa tiene 3 cables de aluminio aéreos con alma de acero de calibre 2/0, llegan a un poste de media tensión al exterior del campus en donde se ubica un seccionador tipo Cut Out y un trafomix, equipo con que se mide la energía para su posterior facturación, para luego entrar al recinto vía subterránea con un cable tripolar tipo NKY hasta llegar a la subestación ubicada al interior a 200 metros de la puerta de acceso.

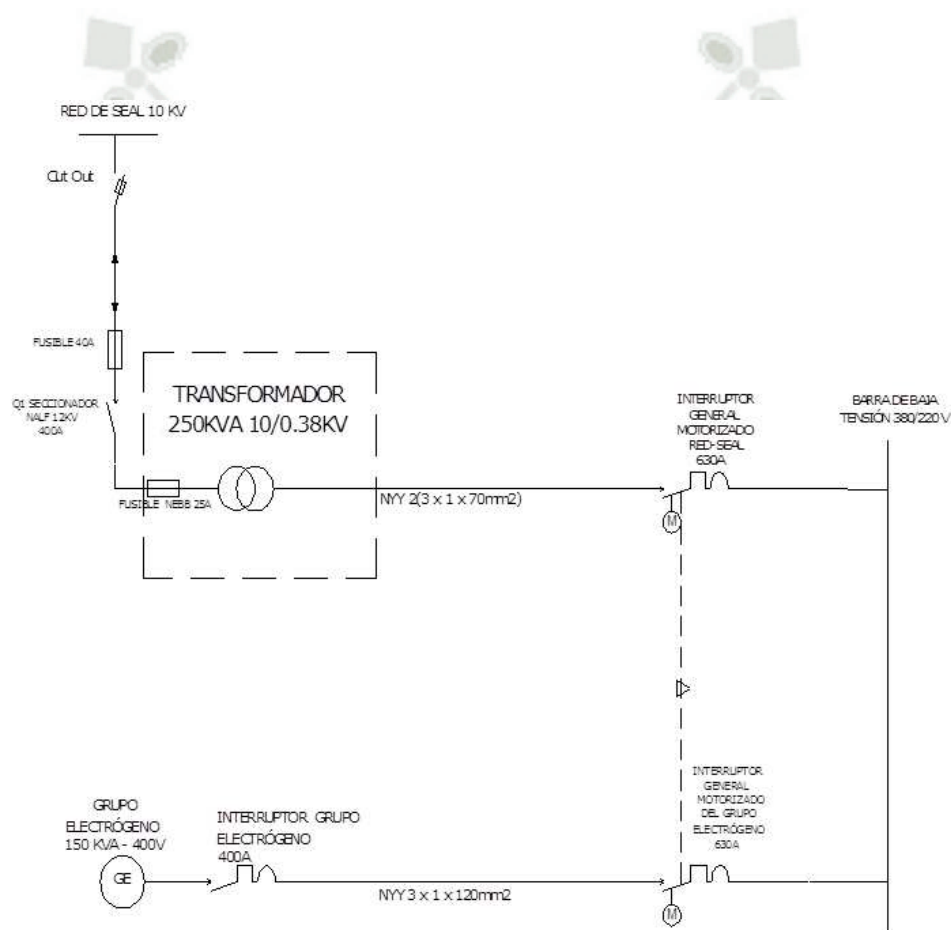


Figura 47: Vera, C. (2017). Diagrama unifilar subestación Tecsap.

[Imagen]. Subestación de Tecsap – Arequipa.

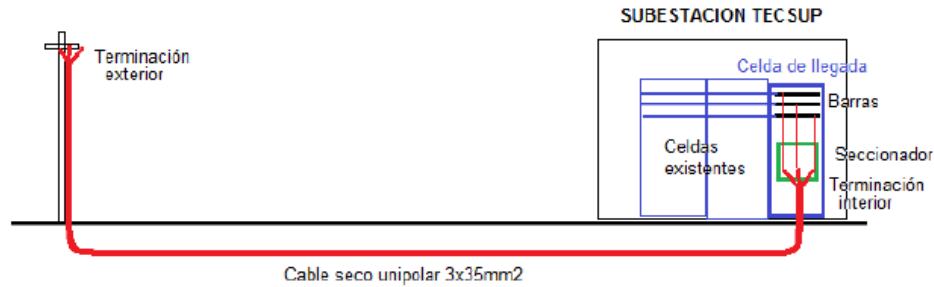


Figura 48: Vera, C. (2017). *Celdas de M.T. Existentes en la Subestación.*

[Imagen]. Subestación de Tecsup – Arequipa.

Una vez energizada la celda de media tensión, es recibida por el seccionador en la celda de llegada para luego energizar el transformador y este se encargue de reducir la tensión para ser utilizada en todo el campus.

El tiempo de funcionamiento del transformador es de 22 años, tiene un costo aproximado de 22500 dólares y trabaja a una altitud de 2300 m.s.n.m. Es de tipo trifásico con refrigeración interior convección natural y exterior con aletas disipadoras aire natural lo que hace que solo pueda entregar los 250 KVA de capacidad.

La temperatura ambiental bordea los 25 °C y su temperatura máxima de trabajo es de 65 °C, tiene un intercambiador de tomas manual de 5 posiciones que se opera sin carga, es decir para poder maniobrar la posición del Taps, se requiere obligatoriamente que la máquina se encuentre sin carga y sin tensión.

La conexión del transformador en el lado de alta tensión (10 kV) es Delta o triángulo y en el lado de baja tensión (400 V) conexión estrella, por lo que se puede obtener dos niveles de tensión, entre líneas de 380 voltios y línea con neutro de 220 voltios, esto permite menores pérdidas en la distribución de la energía hacia los ambientes alejados de la subestación en forma trifásica.

No se tienen cargas capacitivas, tampoco reactores de compensación de ningún tipo, cuenta con un tablero electrónico de mitigación de armónicos y tablero de carga y monitoreo de batería par el grupo electrógeno de respaldo en el interior de la subestación.

4.2. Formación del Grupo de Trabajo para el análisis RCM

El grupo de revisión estará formado por los líderes y mantenedores de la subestación debido al conocimiento del sistema y su experiencia en resolución de problemas técnicos de operación y mantenimiento.

Como facilitador estará a cargo el supervisor electricista que es el especialista, conocedor de la metodología y la persona encargada que transmitirá la información, definirá el alcance y los objetivos, establecerá las fronteras de aplicación y manejará de forma consensuada las sesiones del grupo para dirigir el análisis y efectuar con el éxito la aplicación de la metodología. Así mismo será el coordinador con la Jefatura del Área de Electrotecnia para conseguir el apoyo directivo y logístico.

Los especialistas son los técnicos de mantenimiento (técnico y operadores electricistas), cuya experiencia es mayor con los equipos de la subestación.

El usuario se considera a un representante de la institución para que pueda brindarnos su enfoque de la calidad del servicio y problemas que ha detectado durante el desarrollo de sus actividades laborales.

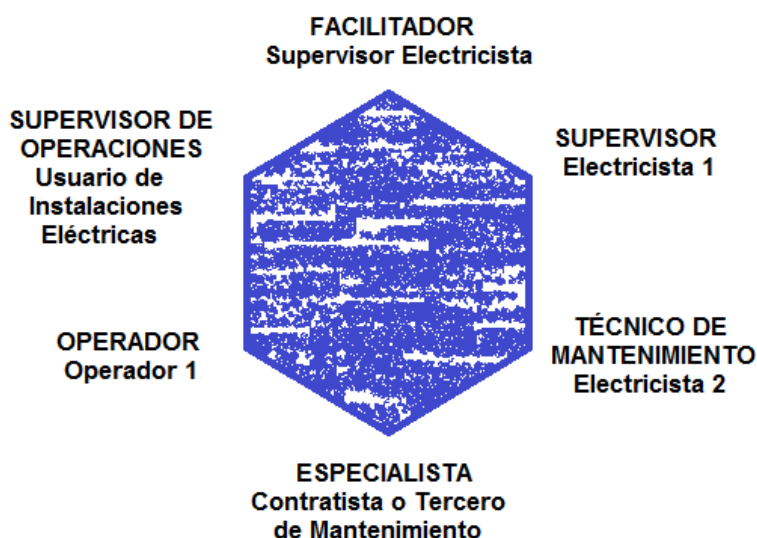


Figura 49: Vera, C. (2017). Grupo de Revisión y Análisis de RCM para la Subestación. [Figura].

4.3. Definición de Fronteras e Interfaces

Se definen 2 sistemas grandes en la subestación y una interface, el primer sistema sería el transformador y el segundo el sistema de distribución de baja tensión, como se muestra en la siguiente figura:

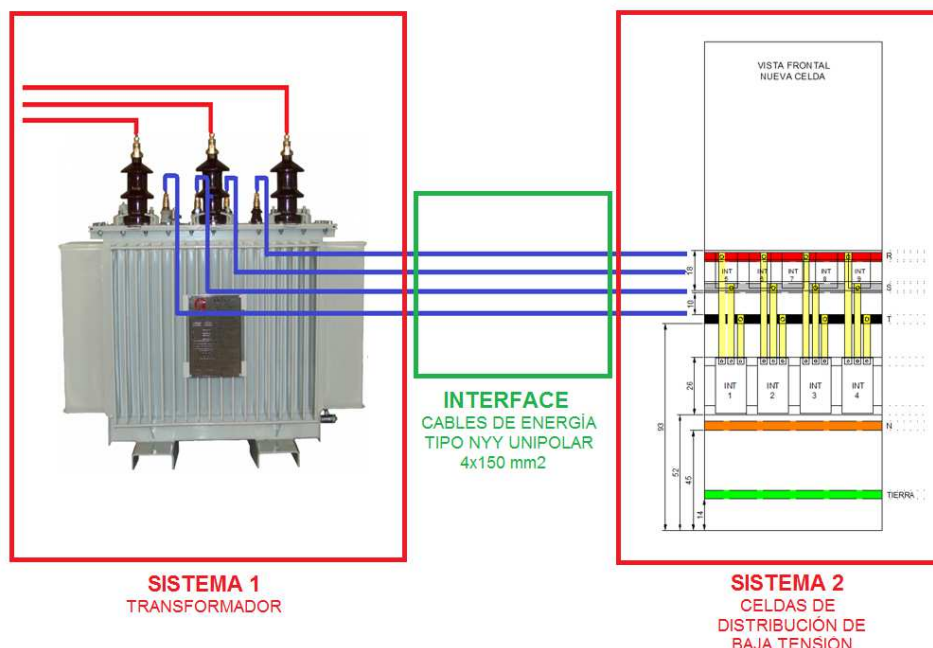


Figura 50: Vera, C. (2017). Grupo de Revisión y Análisis de RCM para la Subestación. [Figura]. Subestación de Tecsup – Arequipa.

4.4. Definición de las Funciones y Parámetros de Funcionamiento

4.4.1. Funciones del Transformador de Distribución

Tabla 11: Cuadro de Funciones Principales y Secundarias

Subsistema	Elementos	Función Principal	Funciones Secundarias
Parte Activa	Devanados	Transporte de corriente eléctrica para producción de flujo magnético	Alimentar la carga eléctrica sin sobrecalentarse. Mantener la temperatura de los bobinados menor a 115°C. Mantener un mínimo de pérdidas en el cobre
	Núcleo	Transporte y confinamiento del campo magnético producido por la bobina primaria	Soportar mecánica y estructuralmente a los devanados del transformador Mantener un nivel mínimo de pérdidas en el núcleo. Mantener un nivel de ruido menor a los 87 decibeles.
Sistema de aislamiento	Aceite dieléctrico	Aislar los devanados del transformador Enfriar el aceite dieléctrico	Incrementar la rigidez dieléctrica del medio interno del transformador Aumentar el aislamiento entre bobinas y bobina carcasa Reducir la probabilidad de ocurrencia de arco eléctrico Evitar el ingreso de humedad al aislamiento Eliminar pequeños arcos eléctricos Mantener una vida útil de 20 a 30 años Mantener la temperatura de aceite menor a 80°C
	Papel aislante	Aislar los bobinados de cada fase entre ellos y con la carcasa	Elevar el aislamiento del transformador Mantener en buen estado las propiedades mecánicas y eléctricas Mantener una vida útil de 25 años Nivel de temperatura normal de operación entre 70°C-100°C
	Aisladores pasatapas de media y baja tensión	Evitar el contacto de la parte activa con la carcasa del transformador	Mantener sellado el ingreso y salida de las bobinas Mantener una buena conductividad de la parte interna del aislador pasatapa
Sistema de protección mecánica y monitoreo	Indicador del nivel de aceite	Monitorear el nivel de aceite	Permitir verificar el nivel de aceite por el personal de mantenimiento Enviar señal de alarma o disparo al relé de protección
	Válvula de sobrepresión	Reducir la presión interna del transformador de forma inmediata	Evitar la deformación de la cuba Evitar la explosión del transformador Desconectar si la presión es mayor a 4psi Enviar señal de disparo o alarma al relé de protección
	Sensor de temperatura	Monitorear la temperatura de operación del transformador	Permitir verificar la temperatura por el personal de mantenimiento Enviar señal de alarma o disparo al relé de protección Dar alarma si la temperatura de los devanados es 105°C o la temperatura del aceite es 80°C

			Desconectar el transformador si la temperatura de los devanados es mayor a 115°C o la temperatura del aceite es mayor a 90°C
	Filtro desecador	Evitar el ingreso de humedad al interior del transformador	Mantener la sílica gel Permitir el ingreso de aire seco al interior
Sistema de protección eléctrica	Relé de protección	Proteger al transformador contra fallas	Desenergizar el transformador por sobrecorriente, sub o sobre tensión Enviar señal de alarma o disparo para protección del transformador Registrar eventos e histórico de datos
	Relé diferencial	Proteger al transformador contra cortocircuitos al interior	Desenergizar el transformador por detección de corriente diferencial en la bobina de restricción Enviar señal de disparo para protección del transformador Bloquear al interruptor para evitar energizar al transformador y producir mayor daño Registrar eventos e histórico de datos
	Fusible limitador	Proteger el transformador contra sobrecorriente de cortocircuito	Tener una conexión débil entre la barra de alimentación y el transformador Limitar una corriente de cortocircuito Fundir ante una eventual falla para proteger al transformador
Sistema estructural de soporte	Estructura de soporte	Sostenimiento de las bobinas, el núcleo y el aceite dieléctrico	Aterrizar la carcasa del transformador
	Cuba/Aletas radiadoras	Contener el aceite dieléctrico	Mantener el aceite aislante libre de humedad Evitar el contacto con el ambiente exterior del transformador Soportar presiones hasta 4psi.
	Tanque de expansión	Permitir la variación de volumen cambiante por temperatura de operación	Mantener el aceite aislante libre de humedad Evitar el contacto con el ambiente exterior del transformador Evitar la deformación del tanque por sobrepresión Soportar presiones hasta 4psi.
Sistema de refrigeración	Aletas radiadoras	Enfriar el aceite dieléctrico	Mantener el aceite fuera de contacto con el ambiente exterior Soportar presiones hasta 4psi sin sufrir deformación Permitir el flujo de aceite constante por convección natural para enfriamiento

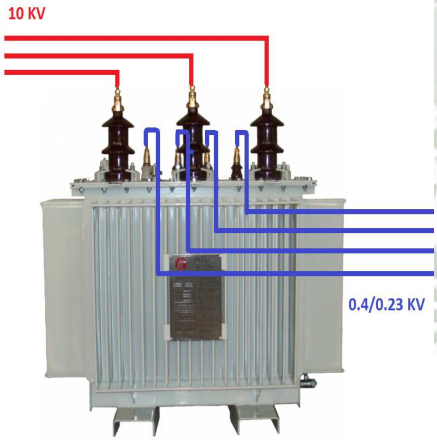
Fuente: Elaboración Propia

Como se indicó en el fundamento teórico, una vez identificados los subsistemas y establecidas las funciones principales y secundarias de cada elemento ahora se debe utilizar la herramienta de análisis de modo de fallos y sus efectos (AMEF).

El problema se presenta en la complejidad del análisis, la cantidad de elementos del sistema hace que sea muy extenso y detallado el determinar para cada función sus respectivas fallas funcionales y modos de falla, considerando también que se requeriría de una base de datos detallada como registro histórico, información con la que no se cuenta.

Sin embargo, la propuesta del plan debe desarrollarse, para lo que se propone el análisis en conjunto, es decir agrupando las funciones más importantes del transformador y sistema de baja tensión, es decir aquellas que se podrían considerar como el sentido de la existencia de la máquina para cumplir con el objetivo de alimentar con energía eléctrica a las instalaciones de Tecsup, estableciendo funciones y parámetros del sistema como conjunto.

Tabla 12: Tabla de Agrupación de Funciones del Transformador ABB 250 KVA
10/0.4/0.23 KV

Sistema	Límites de frontera	Cod Fun	Funciones
Transformador de la Subestación		1	Transformar la tensión de 10000 V en conexión delta a 380/220 en conexión estrella a una frecuencia de 60 Hz
		2	Transmitir la potencia máxima a la carga con pérdidas no mayores a los valores nominales de funcionamiento de forma continua
		3	Operar en forma segura para el personal de mantenimiento y equipos adjuntos

Fuente: Elaboración Propia

Se encuentran tres funciones generales que ayudarán a simplificar el análisis y obtener el resultado requerido, y aunque la función principal es la de transformar la tensión, se consideran otras dos para garantizar la continuidad del servicio ya que cualquier falla podría originar que el sistema completo falle y también considerando el tema de seguridad donde el RCM prioriza dichos aspectos así como el de conservación del medio ambiente.

4.4.2. Función de las Celdas de Baja Tensión

Tabla 13: Cuadro de Funciones principales y secundarias de las Celdas de Baja Tensión 0.4/0.23 KV

Subsistema	Elementos	Función Principal	Funciones Secundarias
Parte Activa de la Celda	Barras de Cobre	Transporte de corriente eléctrica	Mantener un mínimo de pérdidas en el cobre. Alimentar la carga eléctrica sin sobrecalentarse.
	Terminales de Compresión	Conexión entre los cables eléctricos y los dispositivos de protección y maniobra	Evitar falsos contactos en el punto de conexión Mantener un nivel mínimo de pérdidas por contacto eléctrico
Sistema de aislamiento	Aisladores portabarras de baja tensión	Evitar el contacto de la parte activa con la estructura de la calda	Mantener una buena conductividad de la parte interna del aislador porta barra
Sistema de medición y monitoreo	Equipos de medición multifunción	Medir los parámetros eléctricos del sistema de baja tensión	Monitorear corrientes y tensiones anormales $\pm 5\%$ del rango permitido Medir armónicos de la red eléctrica Enviar señal alarma al operador o sistema de control
	Transformadores de corriente	Reducir los valores reales de corriente a valores proporcionales aceptables por el equipo de medición	Incrementar el aislamiento Enviar señal proporcional a un valor nominal máximo de 5 A en el secundario del transformador
Sistema de protección y distribución eléctrica	Interruptores Termomagnéticos de caja moldeada	Proteger contra sobre corrientes por sobrecarga o cortocircuitos	Desconectar el circuito sobre cargado o en falla Funcionar como dispositivo de maniobra de apertura o cierre Permitir el bloqueo para intervención de mantenimiento
	Fusibles limitadores de corriente	Proteger el sistema contra sobre corrientes	Tener una conexión débil entre la barra de alimentación y el alimentador

			Limitar una corriente de sobrecarga o cortocircuito Fundir ante una eventual falla para despejar la falla
Sistema estructural de soporte	Estructura de soporte	Sostenimiento de las barras de cobre, aisladores portabarras y dispositivos de protección, medición y maniobra	Aterrizar la carcasa del sistema Evitar el contacto de las personas con las partes activas de la celda

Fuente: Elaboración Propia

De la misma forma que el transformador, en las celdas de baja tensión se agrupan y reconocen dos funciones principales para este sistema. La primera es la de distribuir y alimentar de energía en 380/220 V y 60 Hz los circuitos eléctricos subterráneos para la energización de los sub_tableros y equipos de cada uno de los ambientes de la Institución así como el sistema de seguridad, alumbrado y respaldo informático y la segunda de brindar protección y seguridad en la operación de los equipos y personas que utilizan el servicio eléctrico reduciendo el impacto de una posible falla ocasionada por sobrecarga, sobre voltaje, cortocircuito o falla.

Tabla 14: Tabla de Agrupación de Funciones del Sistema de Baja Tensión de la Subestación 0.4/0.23 kV

Sistema	Límites de frontera	Cod Fun	Funciones
Sistema Eléctrico de Baja Tensión de la Subestación	VISTA FRONTAL NUEVA CELDA VISTA LATERAL NUEVA CELDA SOPORTES PARA INTERRUPTORES 100kV - 180kA - 250kA SOPORTES PARA INTERRUPTOR 400kV TERRA	1	Distribuir y alimentar de energía en 380/220 V y 60 Hz los circuitos eléctricos subterráneos para la energización de los sub-tableros y equipos de cada uno de los ambientes de la Institución así como el sistema de seguridad, alumbrado y respaldo informático.

		2	Brindar protección y seguridad en la operación de los equipos y personas que utilizan el servicio eléctrico reduciendo el impacto de una posible falla ocasionada por sobrecarga, sobre voltaje, cortocircuito o falla.
--	--	---	---

Fuente: Elaboración Propia

4.4.3. Parámetros de Funcionamiento

A continuación se detallan los parámetros de funcionamiento a condiciones normales de operación del transformador de distribución y las celdas de baja tensión:

Tabla 15: Cuadro de Parámetros de Funcionamiento del Transformador de Distribución

Función	Parámetros de Funcionamiento
Transformar la tensión de 10000 V en conexión delta a 380/220 en conexión estrella a una frecuencia de 60 Hz	Tensión de servicio máxima: 10.5 kV Tensión de servicio mínima: 209 V Variación máxima de frecuencia: 0.1 Hz según la NTCSE
Transmitir la potencia máxima a la carga con pérdidas no mayores a los valores nominales de funcionamiento de forma continua	Potencia Nominal a Temperatura ambiente: 250 KVA Tensión Nominal de servicio en MT: 10 kV Tensión máxima de Operación en MT: 12 KV Tensión máxima de servicio en BT: 0.4 KV Corriente nominal de trabajo en alta tensión (AT): 14.43 Amperios Corriente nominal de trabajo en baja tensión (BT): 360.84 Amperios Frecuencia de Operación: 60 Hz
Operar en forma segura para el personal de mantenimiento y equipos adjuntos	Operación según estándar propuesto

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 16: Cuadro de Parámetros de Funcionamiento de las Celdas de Baja Tensión

Función	Parámetros de Funcionamiento
Distribuir y alimentar de energía en 380/220 V y 60 Hz los circuitos eléctricos subterráneos para la energización de los sub_tableros y equipos de cada uno de los ambientes de la Institución así como el sistema de seguridad, alumbrado y respaldo informático.	Tensión de servicio máxima: 0.4 kV Tensión de servicio mínima: 0.23 V Tensión de operación nominal línea - línea: 0.38 kV Tensión de operación nominal línea - neutro: 0.22 V Frecuencia Nominal: 60 Hz
Brindar protección y seguridad en la operación de los equipos y personas que utilizan el servicio eléctrico reduciendo el impacto de una posible falla ocasionada por sobrecarga, sobre voltaje, cortocircuito o falla.	Operación según estándar propuesto

Fuente: Elaboración Propia

4.5. Fallas Funcionales

Para seguir con el análisis se debe responder la segunda pregunta del RCM “¿De qué manera falla en satisfacer dichas funciones?” (Moubray, 2004, p7) y así establecer las fallas funcionales para el sistema. Estas fallas fueron establecidas por el personal de mantenimiento de la subestación.

4.5.1. Fallas Funcionales del Transformador

Tabla 17: Cuadro de Fallas Funcionales del Transformador

Cod Fun	Función	Cod Falla Fun	Falla Funcional
1	Transformar la tensión de 10000 V en conexión delta a 380/220 en conexión estrella a una frecuencia de 60 Hz.	A	Tensión nominal de salida secundaria fuera del rango permitido por la NTCSE
		B	Tensiones secundarias desbalanceadas
2	Transmitir la potencia máxima a la carga con pérdidas no mayores a los valores nominales de funcionamiento permitiendo operatividad del suministro de forma continua	A	Entrega de potencia nula
		B	Incapacidad para entregar la potencia solicitada.
		C	Pérdidas mayores a las de plena carga.
3	Operar en forma segura para el personal de mantenimiento y equipos adjuntos	A	Instalaciones que afectan a la seguridad personal o del equipo.

Fuente: Elaboración Propia

4.5.2. Fallas Funcionales de las Celdas de Baja Tensión

Tabla 18: Cuadro de Fallas Funcionales de las Celdas de Baja Tensión

Cod Fun	Función	Cod Falla Fun	Falla Funcional
1	Distribuir y alimentar de energía en 380/220 V y 60 Hz los circuitos eléctricos subterráneos para la energización de los sub_tableros y equipos de cada uno de los ambientes de la Institución así como el sistema de seguridad, alumbrado y respaldo informático.	A	No se entrega alimentación a los circuitos del sistema eléctrico.
		B	Parámetros eléctricos de corriente y voltaje fuera de rango de los valores nominales permitidos.
2	Brindar protección y seguridad en la operación de los equipos y personas que utilizan el servicio eléctrico reduciendo el impacto de una posible falla ocasionada por sobrecarga, sobre voltaje, cortocircuito o falla.	A	El sistema de puesta a tierra no brinda protección y seguridad a las personas y a los equipos.

Fuente: Elaboración Propia

4.6. Modos de Fallas y sus Efectos

4.6.1. AMEF del Transformador de Distribución 250 KVA 10/0.4/0.23 kV

Tabla 19: Cuadro de AMEF (Modos y Efectos de Fallos del Transformador)

Cód Fun	Función	Cód Fall Fun	Falla Funcional	Cod. Mod Falla	Modo de Falla	#	Causa Probable	Efecto de Falla
1	Transformar la tensión de 10000 V en conexión delta a 380/220 en conexión estrella a una frecuencia de 60 Hz.	A	Tensión nominal de salida secundaria fuera del rango permitido por la NTCSE	1A1	Falla en los contactos del intercambiador de tomas manual de 5 posiciones	1	Desajuste de los contactos por uso continuo del intercambiador o conmutador	Arco eléctrico entre contactos produciendo altas temperaturas que derivan en la descomposición del aceite
						2	Contacto gastado o deteriorado por una mala conexión o posicionamiento anterior del intercambiador o maniobra realizada bajo carga	Arco eléctrico entre contactos produciendo altas temperaturas que derivan en la descomposición del aceite
		B	Tensiones secundarias desbalanceadas	1B1	Falla en la conexión del neutro a tierra del sistema	1	Desajuste del cable de conexión neutro a tierra debido a corrosión o sulfatación de los pernos de sujeción hacia la varilla de PAT	Desbalance de tensiones por desplazamiento del neutro. Inhabilitación del sistema de protección de falla a tierra del relé.
2	Transmitir la potencia máxima a la carga con pérdidas no mayores a los valores nominales de funcionamiento permitiendo operatividad del suministro de forma continua	A	Entrega de potencia nula	2A1	Apertura del interruptor principal	1	Error en procedimiento de maniobra	Desenergización súbita del transformador, pérdida de energía eléctrica hacia el interior de la instalación
						2	Defecto en los contactos de cualquier dispositivo de protección mecánico o eléctrico que haya originado un falso disparo del interruptor	Desenergización súbita del transformador, pérdida de energía eléctrica hacia el interior de la instalación
				2A2	Operación incorrecta de los dispositivos de protección mecánicos	1	Contactos en mal estado de los dispositivos de protección mecánica (corroídos o sulfatados)	El dispositivo se activa erróneamente enviando señal de apertura al interruptor desenergizando el transformador
						2	Conexiones de los cables de control sueltas o dañadas por aprisionamiento, condiciones ambientales	Desenergización del transformador por falso contacto en las señales de control que erróneamente el relé puede interpretar como falla aperturando el interruptor
						3	Descalibración de los dispositivos de protección mecánicos	El dispositivo se activa erróneamente enviando señal de apertura al interruptor desenergizando el transformador
				2A3	Operación incorrecta de los dispositivos de protección eléctricos	1	Contactos en mal estado de los dispositivos de protección eléctrica Relé F650 de GE (corroídos o sulfatados)	Desprotección del transformador por falta de señal de mando para apertura del interruptor ante una eventual falla en el sistema(falla a tierra, sub o sobre tensión, sobrecorriente o detección de corriente diferencial)
						2	Conexiones de los cables de control sueltas o dañadas por aprisionamiento, condiciones ambientales	Desenergización del transformador por falso contacto en las señales de control que erróneamente el relé puede interpretar como falla aperturando el interruptor

Cód Fun	Función	Cód Fall Fun	Falla Funcional	Cod. Mod Falla	Modo de Falla	#	Causa Probable	Efecto de Falla
						3	Falla en el sistema de comunicación del relé por falso contacto de los cables de comunicación	Desprotección del transformador por falta de señal de comunicación para apertura del interruptor ante una eventual falla en el sistema(falla a tierra, sub o sobre tensión, sobrecorriente o detección de corriente diferencial)
		B	Incapacidad para entregar la potencia solicitada.	2B1	Falla en los devanados del transformador	1	Ingreso de humedad a la máquina debido al mal estado de la sílica gel en el interior del filtro desecador	Cortocircuito interno en transformador, descomposición química del aceite y de la celulosa
						2	Sobretensiones producidas por maniobras o descargas atmosféricas	El sistema de protección (Relé F650) envía señal de apertura al interruptor para desenergización del transformador
						3	Sobretensión por sobrecargas temporales del transformador	Actuación de la protección diferencial del transformador, envío de señal de apertura al interruptor para desenergización del transformador
						4	Sobretensión originada por sobrecarga violenta debida a un cortocircuito aguas abajo en los circuitos de salida o carga del transformador	Actuación de la protección de sobrecorriente instantánea, envío de señal de apertura al interruptor para desenergización del transformador
						5	Conexiones sueltas en los bornes del devanado de alta o baja tensión generando sobretensiones debido al falso contacto	Degradación del aceite dieléctrico reduciendo el nivel de aislamiento y tiempo de vida de la máquina por incremento de temperatura
						6	Falla en el sistema de refrigeración debido a taponamiento de las aletas por lodos debido a falta de mantenimiento	Calentamiento y degradación del aceite dieléctrico del transformador, reducción del tiempo de vida de la máquina
						7	Sobretensión o sobrecarga por operación del transformador bajo condiciones fuera de las nominales debido al incremento de cargas o mala regulación de voltaje	El sistema de protección (Relé F650) envía señal de apertura al interruptor para desenergización del transformador
						8	Disminución del aceite dieléctrico a través de la cuba, tanque de expansión, aisladores pasatapas, conmutador de tensión, aletas de refrigeración, tapa superior debido a empaquetaduras deterioradas o dañadas corrosión de la carcasa o desajuste de algún dispositivo de protección mecánica del transformador	Reducción del aislamiento del transformador, contaminación ambiental severa. Probabilidad de generación de arco eléctrico en el interior por falla de aislamiento entre espiras, bobina, bobina carcasa. Se debe desenergizar la máquina

Cód Fun	Función	Cód Fall Fun	Falla Funcional	Cod. Mod Falla	Modo de Falla	#	Causa Probable	Efecto de Falla
				2B2	Falla en los aisladores pasatapas de alta o baja tensión	1	Contaminación en la superficie del aislador debido a polvo depositado en el transcurso del tiempo por falta de limpieza y mantenimiento	Descarga superficial de contorno, corrientes de fuga línea carcasa del transformador por medio del aislador, desconexión del equipo por detección de fuga a tierra a través del relé de protección de falla a tierra
						2	Empaquetaduras en mal estado por mal ajuste de fábrica o deterioro en el tiempo debido a sobrepresiones temporales por Sobretemperatura debido a sobrecargas	Fuga de aceite al exterior, riesgo de arco eléctrico entre la parte activa y carcasa por falla de aislamiento, de presentarse el caso desconexión del transformador por detección de falla a tierra del relé F650
		C	Pérdidas mayores a las de plena carga.	2C1	Fuga a tierra	1	Desajuste de las chapas del núcleo debido a los esfuerzos electrodinámicos a los que se encuentra sometido producto del campo magnético en el interior del transformador	Vibración del transformador, falla a tierra con consecuente desenergización del equipo por parte del interruptor comandado por el relé de detección de falla a tierra F650
						2	Suciedad en la superficie de los aisladores pasatapas	Fuga a tierra por la superficie del aislador con consecuente desenergización del equipo por parte del interruptor comandado por el relé de detección de falla a tierra F650
				2C2	Pérdidas en el núcleo	1	Entrehierros creados por desplazamiento de núcleo o desajuste de pernos de sujeción	Calentamiento del núcleo del transformador acompañado de vibración y pérdida de potencia
3	Operar en forma segura para el personal de mantenimiento y equipos adjuntos	A	Instalaciones que afectan a la seguridad personal o del equipo.	3A1	Señalización deficiente o no existente	1	Falta de inspección y/o supervisión adecuada por personal calificado	Daño al personal, riesgo de electrocución, caída, golpes, cortes, contusiones, otros
				3A2	Puertas de tableros de baja y media tensión sin seguros o accesos restringidos	1	Falta de inspección y/o supervisión adecuada por personal calificado	Daño al personal, riesgo de electrocución
				3A3	Iluminación deficiente o inexistente	1	Falta de inspección y/o supervisión adecuada por personal calificado	Daño al personal, riesgo de electrocución, caída, golpes, cortes, contusiones, otros
				3A4	Procedimientos de trabajo inseguros o inexistentes	1	Falta de manual de procedimiento de operación y mantenimiento de la subestación	Daño al personal, riesgo de electrocución, caída, golpes, cortes, contusiones, exposición a arcos eléctricos por maniobra incorrecta

Fuente: Elaboración Propia

4.6.2. AMEF de las Celdas de Baja Tensión de la Subestación 0.4/0.23 kV

Tabla 20: Cuadro de AMEF (Modos y Efectos de Fallos del Sistema de Baja Tensión)

Cód Fun	Función	Cód Fall Fun	Falla Funcional	Cod. Mod Falla	Modo de Falla	#	Causa Probable	Efecto de Falla
1	Distribuir y alimentar de energía en 380/220 V y 60 Hz los circuitos eléctricos subterráneos para la energización de los subtableros y equipos de cada uno de los ambientes de la Institución así como el sistema de seguridad, alumbrado y respaldo informático.	A	No se entrega alimentación a los circuitos del sistema eléctrico.	1A1	Falla en conductores	1	Falla de aislamiento por entrada de humedad	Falla a tierra, desenergización del sistema eléctrico
						2	Pérdidas de aislamiento por sobre temperatura del conductor por sobrecarga.	Falla a tierra y/o cortocircuito entre fases, desenergización del sistema eléctrico
						3	Pérdidas del aislamiento del conductor por daño o degradación de material aislante	Falla a tierra y/o cortocircuito entre fases, desenergización del sistema eléctrico
						4	Presencia de puntos calientes por defectos en los terminales de conexión, terminales instalados de forma inadecuada, falso contacto.	Rotura del conductor, desconexión de una o más fases del circuito eléctrico, falla a tierra y/o cortocircuito entre fases, desenergización del sistema eléctrico
				1A2	Falla en Interruptor	1	Falla de accionamiento en la parte térmica o magnética	Daño al interruptor y equipos, función de protección del sistema inoperativo
						2	Falla del dial de ajuste de la corriente de disparo o sensibilidad del diferencial	Daño al interruptor y equipos, función de protección del sistema inoperativo, desenergización del sistema eléctrico
						3	Daño del mecanismo de accionamiento interno	Imposibilidad de operar el interruptor manualmente, pérdida de funciones de maniobra de apertura y cierre
						4	Rotura de la palanca de accionamiento	Imposibilidad de operar el interruptor manualmente, pérdida de funciones de maniobra de apertura y cierre
						5	Presencia de puntos calientes por falso contacto en bornes debido a mal ajuste, desajuste por vibración mecánica o esfuerzo electromagnético	Incendio, rotura de cables de conexión, pérdida de fases, falla a tierra o cortocircuito, desenergización del sistema eléctrico
				1A3	Falla del dispositivo de protección contra sobretensiones	1	Daño en componentes internos del relé de sobretensión	Incendio, sobre voltaje, daño a los equipos, derretimiento de componentes, desenergización del sistema eléctrico
						2	Falso contacto debido a mal ajuste, vibración mecánica o esfuerzo electromagnético	Actuación del dispositivo de manera incorrecta, explosión, desenergización del sistema eléctrico, posibles lesiones a las personas.
				1A4	Falla de barras	1	Puntos calientes por defectos de conexión en barra, falso contacto, ajuste inadecuado, vibración mecánica, o esfuerzo electromagnético	Cortocircuito, rotura de barra, desenergización del sistema eléctrico, posibles lesiones a las personas.

Cód Fun	Función	Cód Fall Fun	Falla Funcional	Cod. Mod Falla	Modo de Falla	#	Causa Probable	Efecto de Falla
		B	Parámetros eléctricos de corriente y voltaje fuera de rango de los valores nominales permitidos.	1B1	Falla de medidor multifunción analizador de red	1	Defecto de componentes de analizador de red por sobre voltaje.	Pérdida de uno o más parámetros de medición de la red de distribución, se pueden generar daño en el equipo de medición y sus componentes
						2	Defecto de componentes de analizador de red por entrada de humedad.	Pérdida de una aislamiento, pérdida de uno o más parámetros de medición de la red de distribución, se pueden generar daño en el equipo de medición y sus componentes
						3	Defecto de componentes de Analizador de red por sobre temperatura.	Pérdida de una aislamiento, pérdida de uno o más parámetros de medición de la red de distribución, se pueden generar daño en el equipo de medición y sus componentes
						4	Falla de contactos, no conmutan de posición de abierto a cerrado	Desconexión del sistema de medición y monitoreo, sistema de medición fuera de servicio.
				1B2	Falla de transformador de corriente	1	Falso contacto debido a desajuste de terminal, borne o conductor.	Daño o explosión del transformador de medición de corriente por apertura del circuito secundario, posibles lesiones a personas, daños a conductores, barras y equipos
						2	Aislamiento deteriorado por presencia de humedad o sobre esfuerzo de corriente	Daño o explosión del transformador de medición de corriente, posibles lesiones a personas, daños a conductores, barras y equipos
2	Brindar protección y seguridad en la operación de los equipos y personas que utilizan el servicio eléctrico reduciendo el impacto de una posible falla ocasionada por sobrecarga, sobre voltaje, cortocircuito o falla.	A	El sistema de puesta a tierra no brinda protección y seguridad a las personas y a los equipos.	2A1	Falla de sistema de puesta a tierra	1	Disminución de la capacidad de conducción del sistema de puesta a tierra por corrosión de los elementos, conductores, electrodos, conectores.	Sistema de puesta a tierra inoperativo, no protege a las personas y equipos, posibles daños y lesiones al personal.
						2	Disminución de la capacidad de conducción del sistema de puesta a tierra por conductor roto debido a corrosión, rotura accidental o robo	Sistema de puesta a tierra inoperativo, no protege a las personas y equipos, posibles daños y lesiones al personal.
						3	Disminución de la capacidad de conducción del sistema de puesta a tierra por falso contacto en conectores debido a mal apriete	Sistema de puesta a tierra inoperativo, no protege a las personas y equipos, posibles daños y lesiones al personal.
						4	Disminución de la capacidad de conducción del sistema de puesta a tierra por cambio de las características del terreno por remodelación, construcción	Sistema de puesta a tierra inoperativo, no protege a las personas y equipos, posibles daños y lesiones al personal.

Fuente: Elaboración Propia

4.7. Consecuencias de Fallas

Identificados los modos de fallo para el transformador y sistema de baja tensión de la subestación se procede a identificar las consecuencias de las fallas y también la criticidad de acuerdo a la matriz de valoración de riesgo de Tecsup propuesta para este análisis y aplicando la hoja de decisión de RCM establecer las tareas de mantenimiento más idóneas para la ejecución y programación de las actividades de mantenimiento para la subestación.

Se requiere cuantificar cualitativamente las consecuencias ambientales y al recurso humano ya que obviamente no podríamos proponer un valor de daño a tales recursos, se propone la siguiente ponderación para consecuencias:

4.7.1. Impacto para el Recurso Humano

Tabla 21: Cuadro de Calificación Cualitativa de Impacto para el Recurso Humano

Nivel De Probabilidad	Descripción	Valor
Muy critico	Fatal	4
Critico	Incapacidad permanente total o parcial. Estado físico y/o salud mental del trabajador requiere intervención médica a nivel de internamiento o tratamiento permanente	3
Moderado	Incapacidad temporal. Estado físico y/o salud mental del trabajador requiere asistencia médica ambulatoria	2
Leve	Lesión menor, requiere solo de primeros auxilios.	1
Inexistente	Ninguna lesión	0

Fuente: Elaboración Propia

4.7.2. Impacto Ambiental

Tabla 22: Cuadro de Calificación Cualitativa de Impacto Ambiental

Nivel De Probabilidad	Descripción	Valor
Muy critico	Alteración ambiental permanentemente, daño ecológico irreparable, riesgo de daños a hábitat de seres vivos	4
Critico	Contaminación mayor, compromete al ecosistema circundante, riesgo de daños a hábitat de flora y fauna	3
Moderado	Contaminación localizada, no se produce alteración permanente del ecosistema que rodea al equipo, debe aplicarse plan de manejo de residuos para mitigar el impacto	2
Leve	Contaminación menor, se produce alteración leve del ecosistema que rodea al equipo, puede recuperarse sin daño ecológico	1
Inexistente	Ningún efecto al medio ambiente	0

Fuente: Elaboración Propia

4.7.3. Impacto Económico

Tabla 23: Cuadro de Calificación Cualitativa de Impacto Económico

Nivel De Probabilidad	Descripción	Valor
Muy critico	Catastrófico, impacto económico global	4
Critico	Grave, impacto económico entre \$10'000 y \$100'000 dólares	3
Moderado	Importante, impacto económico entre \$1'000 y \$10'000 dólares	2
Leve	Leve, impacto económico menor a \$1'000	1
Inexistente	Ningún efecto económico	0

Fuente: Elaboración Propia

4.7.4. Probabilidad de Ocurrencia

El siguiente cuadro de probabilidad se propone basado en la consideración de un registro histórico de seis años antes.

Tabla 24: Cuadro de Calificación Cualitativa de Probabilidad de Ocurrencia

Nivel De Probabilidad	Descripción	Valor
Alta	La falla se presenta más de una vez al año	4
Media	La falla se ha presentado por lo menos una vez al año	3
Baja	La falla se ha presentado por lo menos una vez cada 3 años	2
Muy Baja	La falla no se presenta en los últimos 3 años	1
No aplica	Nunca se presentó antes la falla	0

Fuente: Elaboración Propia

4.8. Matriz de Valoración de Riesgo

Tabla 25: Cuadro de Matriz de Valoración de Riesgos

				MATRIZ DE VALORACIÓN DE RIESGOS					Rev.
									00
Consecuencias				Probabilidad					
				0	1	2	3	4	
Impacto al Recurso Humano	Impacto Ambiental	Impacto Económico		Nunca se presentó antes la falla	La falla no se presenta en los últimos 3 años	La falla se ha presentado o por lo menos una vez cada 3 años	La falla se ha presentado o por lo menos una vez al año	La falla se presenta a más de una vez al año	
Fatal	Alteración ambiental permanentemente	Catastrófico	4	M	M	A	A	MA	
Incapacidad permanente total o parcial	Contaminación mayor	Grave	3	B	M	M	A	A	
Incapacidad temporal	Contaminación localizada	Importante	2	B	B	M	M	A	
Lesión menor	Contaminación menor	Leve	1	N	B	B	M	M	
Ninguna lesión	Ningún efecto al medio ambiente	Ningún efecto económico	0	N	N	B	B	M	

Fuente: Elaboración Propia

4.8.1. Criterios de Aceptabilidad

Tabla 26: Cuadro de Criterios de Aceptabilidad, Valoración de Consecuencias y Criticidad de Fallas

	Riesgo	Criterios de Aceptabilidad	Toma de Decisiones
MA	Muy Alto	Inadmisible	SI
A	Alto	Inaceptable	
M	Medio	Tolerable	Evaluación
B	Bajo	Aceptable	NO
N	Ninguno	Aceptable	

Fuente: Elaboración Propia

4.9. Valorización de las Consecuencias

Tabla 27: Cuadro de Valoración de Consecuencias para al Transformador de Distribución.

MODOS DE FALLA		CONSECUENCIA			
COD	DESCRIPCION	Impacto al Recurso Humano	Impacto Ambiental	Impacto Económico	Probabilidad de ocurrencia
1A1	Falla en los contactos del intercambiador de tomas manual de 5 posiciones	Inexistente	Inexistente	Leve	Muy baja
1B1	Falla en la conexión del neutro a tierra del sistema	Inexistente	Inexistente	Leve	Baja
2A1	Apertura del interruptor principal	Inexistente	Inexistente	Moderado	Baja
2A2	Operación incorrecta de los dispositivos de protección mecánicos	Inexistente	Inexistente	Moderado	Baja
2A3	Operación incorrecta de los dispositivos de protección eléctricos	Moderado	Inexistente	Leve	Baja

2B1	Falla en los devanados del transformador	Inexistente	Leve	Muy Crítico	Muy baja
2B2	Falla en los aisladores pasatapas de alta o baja tensión	Inexistente	Inexistente	Moderado	Baja
2C1	Fuga a tierra	Muy critico	Leve	Moderado	Muy baja
2C2	Pérdidas en el núcleo	Muy critico	Leve	Leve	Muy baja
3A1	Señalización deficiente o no existente	Muy critico	Inexistente	Leve	Muy baja
3A2	Puertas de tableros de baja y media tensión sin seguros o accesos restringidos	Inexistente	Inexistente	Leve	Baja
3A3	Iluminación deficiente o inexistente	Inexistente	Leve	Leve	Media
3A4	Procedimientos de trabajo inseguros o inexistentes	leve	Leve	Leve	Baja

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 28: Cuadro de Valoración de Consecuencias para las Celdas de Baja Tensión

MODOS DE FALLA		CONSECUENCIA			
COD	DESCRIPCION	Impacto al Recurso Humano	Impacto Ambiental	Impacto Económico	Probabilidad de ocurrencia
1A1	Falla en conductores	Inexistente	Leve	Moderado	Baja
1A2	Falla en Interruptor	Inexistente	Inexistente	Leve	Media
1A3	Falla del dispositivo de protección contra sobretensiones	Inexistente	Inexistente	Leve	Baja
1A4	Falla de barras	Inexistente	Inexistente	Moderado	Muy baja
1B1	Falla de medidor multifunción analizador de red	Moderado	Leve	Leve	Media
1B2	Falla de transformador de corriente	Inexistente	Leve	Moderado	Baja
2A1	Falla de sistema de puesta a tierra	Muy critico	Leve	Moderado	Baja

Fuente: Elaboración Propia

4.10. Selección de las Tareas de Mantenimiento

4.10.1. Diagrama de Decisión RCM

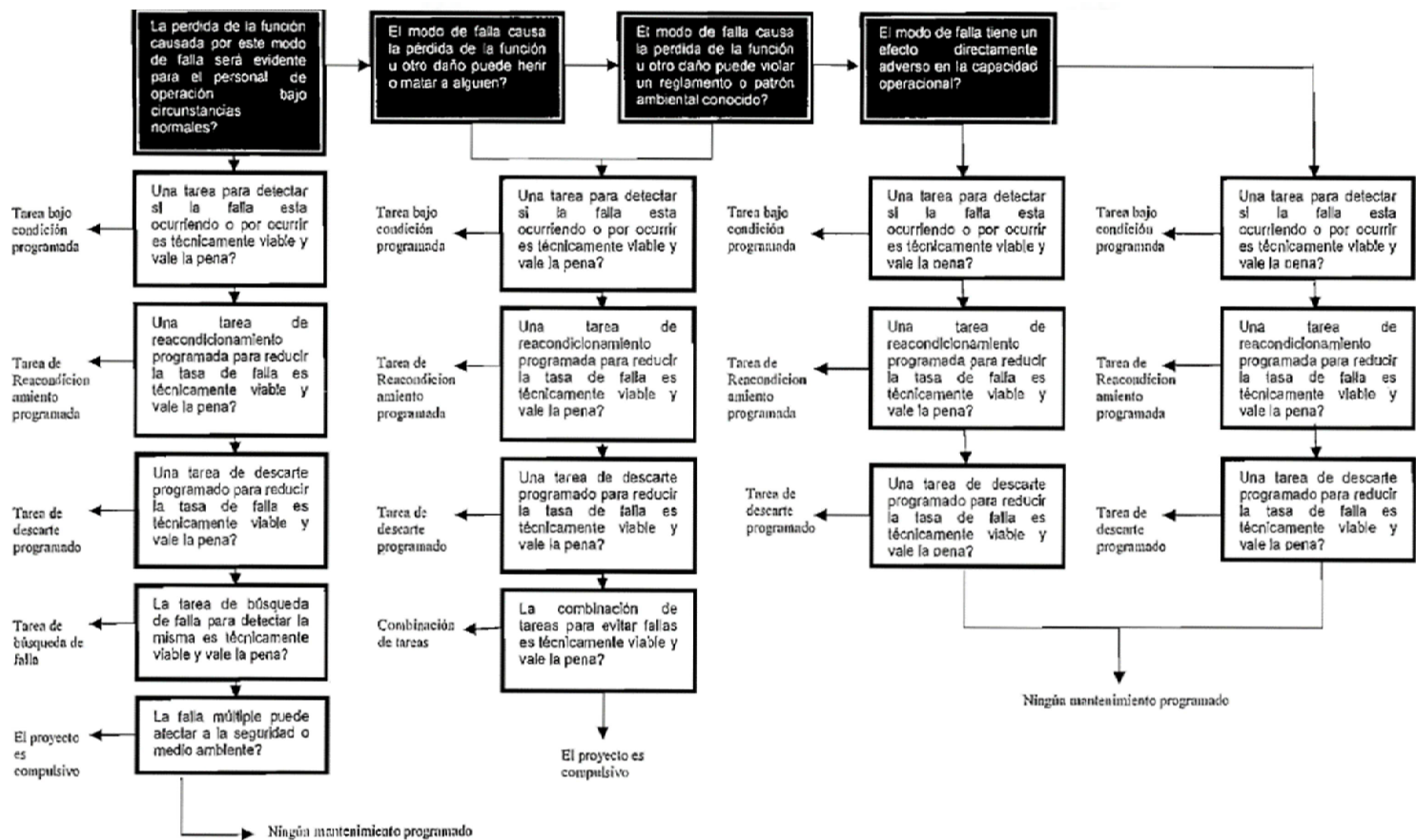


Figura 51: Reliability-centred Maintenance RCM (2000). Diagrama Lógico de Decisión RCM. [Figura].

4.10.2. Hoja de Decisión

Tabla 29: Hoja de Decisión de Mantenimiento RCM

Información de referencia				Evaluación de consecuencias				Tareas Proactivas			Tareas Default				Tareas Propuestas		Frecuencia Inicial
								H 1	H 2	H3							
								S1	S2	S3							
								O 1	O 2	O3							
F	FF	MF	C	H	S	E	O	N 1	N 2	N3	H 4	H 5	H 6	N°	Tipo	Descripción	Tiempo

Fuente: (Moubray, 2004)

Para terminar de completar la aplicación de la metodología se utilizará la siguiente tabla modelo de “Hoja de Decisión de Mantenimiento”. Donde el significado de las letras y llenado se explica a continuación:

Información de Referencia:

- F: Falla
- FF: Falla Funcional
- MF: Modo de Falla
- C: Causa

Evaluación de las Consecuencias:

- H: Si no son evidentes - Fallo Oculto
- S: Si afectan a la Seguridad
- E: Si afectan al Medio Ambiente
- O: Si afectan a la Operación

Tareas Proactivas:

- H1,S1,O1,N1: Tareas Bajo Condición
- H2,S2,O2,N2: Tareas de Reacondicionamiento Cíclico
- H3,S3,O3,N3: Tareas de Sustitución Cíclica

Tareas Default:

- H4: Búsqueda de Fallas
- H5: Rediseño Obligatorio
- H6: Ningún Mantenimiento Programado

4.10.3. Hoja de Decisión para el Transformador de Distribución

Tabla 30: Planilla de Decisión para el Transformador de Distribución

Información de referencia				Evaluación de consecuencias				Tareas Proactivas			Tareas Default				Tareas Propuestas		Frecuencia Inicial
								H1	H2	H3							
								S1	S2	S3							
								O1	O2	O3							
F	FF	MF	C	H	S	E	O	N1	N2	N3	H4	H5	H6	N°	Tipo	Descripción	Tiempo
1	A	1	1	N				S							Bajo Condición	Inspeccionar a detalle los contactos, bornes, terminales, borneras y accesorios del intercambiador de tomas en todas sus posiciones	Cada 6 meses
1	A	1	2	N				S							Bajo Condición	Inspeccionar a detalle los contactos, bornes, terminales, borneras y accesorios del intercambiador de tomas en todas sus posiciones. Realizar ensayos de relación de transformación TTR y medición de resistencia de contactos para cada posición de TAP.	Anual
1	B	1	1	S	N	N	S	S							Bajo Condición	Medir tensión neutro a tierra y corriente de neutro para evaluar los resultados. Realizar inspección Termográfica para detectar puntos calientes	Cada 6 meses
2	A	1	1	S	N	N	S	N	N	N	N	N	S		Rediseño	Revisión del procedimiento de maniobra para capacitación del personal operativo y de mantenimiento. Programar proceso de auditoría para evaluación del proceso	Anual
2	A	1	2	N				S							Bajo Condición	Inspeccionar a detalle los contactos, bornes, terminales, borneras y accesorios del interruptor. Ajustar las conexiones de los cables de fuerza y control	Cada 3 meses
2	A	2	1	S	N	N	S	S							Bajo Condición	Inspeccionar a detalle los contactos, bornes, terminales, borneras y accesorios los dispositivos de protección mecánica del transformador. Ajustar las conexiones de los cables de control y verificar su operatividad	Cada 6 meses

Información de referencia				Evaluación de consecuencias				Tareas Proactivas			Tareas Default				Tareas Propuestas		Frecuencia Inicial
								H1	H2	H3							
								S1	S2	S3							
								O1	O2	O3							
F	FF	MF	C	H	S	E	O	N1	N2	N3	H4	H5	H6	N°	Tipo	Descripción	Tiempo
2	A	2	2	S	N	N	S	N	N	N	S				Búsqueda de Falla	Verificar a detalle los contactos, bornes, terminales, borneras y accesorios los dispositivos de protección mecánica del transformador. Ajustar las conexiones de los cables de control y comunicación, verificar su operatividad	Cada 6 meses
2	A	2	3	S	N	N	S	N	S						Reacondicionamiento Programado	Calibrar y realizar pruebas de funcionamiento de las protecciones mecánicas como indicador de nivel de aceite, sensor de temperatura, indicador de nivel, dispositivos de alivio de presión	Anual
2	A	3	1	S	N	N	S	N	N	N	S				Búsqueda de Falla	Inspeccionar y verificar el estado de los contactos, bornes y terminales del relé de protección eléctrica F650. Ajustar las conexiones de los cables de control	Cada 3 meses
2	A	3	2	S	N	N	S	N	N	N	S				Búsqueda de Falla	Inspeccionar y verificar el estado de los contactos, bornes y terminales del relé de protección eléctrica F650. Ajustar las conexiones de los cables de control	Cada 3 meses
2	A	3	3	S	N	N	S	N	N	N	S				Búsqueda de Falla	Inspeccionar y verificar el estado de los contactos, bornes y terminales de comunicación del relé de protección eléctrica F650. Ajustar las conexiones de los cables de control	Cada 3 meses
2	B	1	1	S	S			S							Bajo Condición	Verificación y reemplazo de la sílica gel existente en el filtro del tanque conservador del aceite cuando se evidencien signos de decoloración por absorción de humedad	Cada 6 meses A Condición
2	B	1	2	S	S			S							Bajo Condición	Inspección visual de pararrayos y aisladores del transformador, realizar pruebas de factor de potencia y resistencia de aislamiento	Cada 2 años
2	B	1	3	S	S			S							Bajo Condición	Medición de aislamiento a los devanados del transformador, verificación del índice de polarización y absorción del bobinado	Cada 6 meses
2	B	1	4	S	S			S							Bajo Condición	Medición de aislamiento a los devanados del transformador, aislamiento entre devanado y carcasa y a tierra, verificación del índice de polarización y absorción de la máquina y de los circuitos de carga	Cada 6 meses

Información de referencia				Evaluación de consecuencias				Tareas Proactivas			Tareas Default				Tareas Propuestas		Frecuencia Inicial
								H1	H2	H3							
								S1	S2	S3							
								O1	O2	O3							
F	FF	MF	C	H	S	E	O	N1	N2	N3	H4	H5	H6	N°	Tipo	Descripción	Tiempo
2	B	1	5	S	N	N	S	N	S						Reacondicionamiento Programado	Inspeccionar a detalle los bornes y terminales de los contactos de media y baja tensión. Realizar análisis Termográfico para detección de puntos calientes	Cada 6 meses
2	B	1	6	S	S			S							Bajo Condición	Verificación del sensor de temperatura del transformador, limpieza de las aletas de refrigeración, inspección detallada y repintado del radiador. Realizar análisis Termográfico para detección de taponamiento de aletas por falta de mantenimiento	Cada 3 meses
2	B	1	7	S	S			S							Bajo Condición	Verificación de las condiciones nominales de los circuitos alimentadores y cargas, verificación del sistema de aislamiento. Meghado del transformador, verificación de los índices de absorción y polarización para descartar falla de aislamiento. Revisar si la posición del TAP permite la regulación de tensión requerida por la carga. Evaluar solicitar análisis físico químico del aceite	Anual A Condición
2	B	1	8	S	N	S		S							Bajo Condición	Inspeccionar el nivel de aceite del tanque conservador así como comprobar la hermeticidad del tanque. Remover el óxido y pintar elementos metálicos afectados, programar cambio de juntas y empaquetaduras, verificar estado del aliviadero de presión	Anual
2	B	2	1	S	N	N	S	N	S						Reacondicionamiento Programado	Limpieza y mantenimiento de los aisladores	Cada 6 meses
2	B	2	2	S	N	N	S	S							Bajo Condición	Inspección limpieza y mantenimiento de las empaquetaduras, revisión y limpieza de la base del aislador	Cada 2 años
2	C	1	1	N				N	S						Reacondicionamiento Programado	Realizar ajuste de yugos, tuercas, columnas, chapas magnéticas y todo el sistema de soporte del núcleo para reducir vibración	Cada 2 años
2	C	1	2	S	N	N	S	N	S						Reacondicionamiento Programado	Inspeccionar y limpiar la superficie de los aisladores y pasatapas	Cada 6 meses
2	C	2	1	N				N	S						Reacondicionamiento Programado	Realizar ajuste de yugos, tuercas, columnas, chapas magnéticas y todo el sistema de soporte del núcleo	Cada 2 años

Información de referencia				Evaluación de consecuencias				Tareas Proactivas			Tareas Default				Tareas Propuestas		Frecuencia Inicial
								H1	H2	H3							
								S1	S2	S3							
								O1	O2	O3							
F	FF	MF	C	H	S	E	O	N1	N2	N3	H4	H5	H6	N°	Tipo	Descripción	Tiempo
3	A	1	1	S	S			S							Bajo Condición	Señalizar los puntos de trabajo con cintas de seguridad parantes y mallas, revisar normatividad vigente para señalética no existente o faltante	Anual
3	A	2	1	S	S			S							Bajo Condición	Verificar que el ingreso a la subestación y celdas de media y baja tensión estén cerrados y que el acceso sea solo para personal calificado	Mensual
3	A	3	1	S	S			N	S						Reacondicionamiento programado	Verificar que sistema de iluminación sea adecuado en el área de trabajo y se encuentre operativo	Mensual
3	A	4	1	S	S			S							Bajo Condición	Proporcionar al personal operativo el manual de operación y mantenimiento de la subestación eléctrica, capacitar al personal para su correcta implementación y uso	Cada 6 meses

Fuente: Elaboración Propia

Las respuestas a las preguntas del RCM se llenan en esta planilla de decisión. Las columnas de “Información de Referencia” identifica la falla, función, modo en que esta falla y la causas que anteriormente fueron identificadas en el AMEF. Las columnas de “Evaluación de Consecuencias” se refieren al registro de las respuestas a las consecuencias de modo de fallar como fallo oculto, evidente, medio ambientales y de seguridad. Las columnas de “Tareas Proactivas” y “Tareas Default” hacen referencia al tipo de tarea propuesta de mantenimiento que mitigará o reducirá el impacto de efecto de fallo. Y por último la columna de Tareas Propuestas permitirá registrar la acción de mantenimiento seleccionada para evitar la falla y la frecuencia de las mismas.

4.10.4. Hoja de Decisión para las Celdas de Baja Tensión

Tabla 31: Planilla de Decisión para las Celdas de Baja Tensión

Información de referencia				Evaluación de consecuencias				Tareas Proactivas			Tareas Default				Tareas Propuestas		Frecuencia Inicial
								H1	H2	H3							
								S1	S2	S3							
								O1	O2	O3							
F	FF	MF	C	H	S	E	O	N1	N2	N3	H4	H5	H6	N°	Tipo	Descripción	Tiempo
1	A	1	1	S	N	N	S	S							Bajo Condición	Medir aislamiento de los conductores eléctricos y verificar posible presencia de humedad en el interior de la subestación	Anual
1	A	1	2	S	N	N	S	S							Bajo Condición	Medir aislamiento de los conductores eléctricos y verificar las corrientes nominales de los circuitos alimentadores, llevar registro de datos en hora punta y fuera de punta	Anual
1	A	1	3	S	N	N	S	S							Bajo Condición	Medir aislamiento de los conductores eléctricos, verificar el no aprisionamiento de cables y su libre recorrido físico en ductos y buzzones de salida de la subestación	Cada 6 meses
1	A	1	4	S	N	N	S	N	N	N	S				Búsqueda de Falla	Verificar a detalle los terminales de los cables de alimentación. Ajustar las conexiones de los cables y verificar su correcto prensado. Verificación con análisis Termográfico para detección de puntos calientes	Cada 6 meses
1	A	2	1	S	N	N	S				S				Búsqueda de Falla	Verificación del estado del dispositivo. Prueba funcional del interruptor, verificación de los ajustes nominales	Anual
1	A	2	2	S	N	N	S				S				Búsqueda de Falla	Verificación del estado del dispositivo. Prueba funcional del interruptor, verificación de los ajustes nominales	Anual
1	A	2	3	S	S	N	N				S				Búsqueda de Falla	Verificación del estado del dispositivo. Prueba funcional del interruptor	Anual
1	A	2	4	N	N	N	S	S							Bajo Condición	Cambiar el Interruptor cuando la palanca de mecanismo de maniobra se encuentre dañado o roto	Anual
1	A	2	5	S	N	N	S	N	N	N	S				Búsqueda de Falla	Verificar a detalle los terminales de los interruptores termomagnéticos. Ajustar las conexiones de los contactos y verificar su correcto apriete. Verificación con análisis Termográfico para detección de puntos calientes	Cada 6 meses
1	A	3	1	S	S	N	S				S				Búsqueda de Falla	Verificación del estado del relé de sobre tensión. Prueba funcional del relé, verificación del estado y configuración del dispositivo	Cada 6 meses
1	A	3	2	S	N	N	N	S							Bajo Condición	Verificar a detalle los terminales, bornes y accesorios del relé de sobre tensión. Ajustar las conexiones de los contactos y verificar su correcto apriete	Cada 6 meses

Información de referencia				Evaluación de consecuencias				Tareas Proactivas			Tareas Default				Tareas Propuestas		Frecuencia Inicial
								H1	H2	H3							
								S1	S2	S3							
								O1	O2	O3							
F	FF	MF	C	H	S	E	O	N1	N2	N3	H4	H5	H6	N°	Tipo	Descripción	Tiempo
1	A	4	1	S	N	N	S	N	N	N	S				Búsqueda de Falla	Verificar a detalle los puntos de conexión en las barras de cobre. Ajustar las conexiones de los cables a las barras y entre éstas y verificar su correcto torqueado. Verificación con análisis Termográfico para detección de puntos calientes en el sistema de barras	Anual
1	B	1	1	S	N	N	S	N	S						Reacondicionamiento Programado	Reiniciar y reprogramar parámetros de configuración, inspeccionar y verificar el estado del medidor, realizar prueba funcional	Cada 6 meses
1	B	1	2	S	N	N	S	N	S						Reacondicionamiento Programado	Inspeccionar y verificar el estado del medidor, realizar prueba de aislamiento al equipo multifunción	Cada 6 meses
1	B	1	3	S	N	N	S	N	S						Reacondicionamiento Programado	Inspeccionar y verificar el estado del medidor, realizar prueba de aislamiento al equipo multifunción	Cada 6 meses
1	B	1	4	S	N	N	N				S				Búsqueda de Falla	Verificar el estado de los contactos del medidor, realizar ensayo de continuidad con multimetro	Cada 6 meses
1	B	2	1	S	N	N	S	N	S						Reacondicionamiento Programado	Verificar a detalle los bornes del transformador de corriente. Ajustar las conexiones de los contactos y verificar su correcto apriete. Verificar la no apertura del circuito secundario, realizar limpieza y ajuste de conexiones.	Cada 6 meses
1	B	2	2	S	N	N	S	S							Bajo Condición	Realizar ensayo de aislamiento del transformador de corriente, verificar posible presencia de humedad en el interior de la subestación	Cada 6 meses
2	A	1	1	S	N	N	S	S							Bajo Condición	Realizar medición del sistema de puesta a tierra de la subestación, verificar continuidad en conectores y cables, realizar el ajuste de los conectores en los pozos	Cada 6 meses
2	A	1	2	S	N	N	S	S							Bajo Condición	Realizar medición del sistema de puesta a tierra de la subestación, verificar continuidad en conectores y cables, realizar el ajuste de los conectores en los pozos	Cada 6 meses
2	A	1	3	S	N	N	S	S							Bajo Condición	Realizar medición del sistema de puesta a tierra de la subestación, verificar continuidad en conectores y cables, realizar el ajuste de los conectores en los pozos	Cada 6 meses
2	A	1	4	S	N	N	S	S							Bajo Condición	Verificar la resistividad el terreno, realizar medición del sistema de puesta a tierra, verificar continuidad en conectores y cables, realizar el ajuste de los conectores en los pozos	Cada 6 meses

Fuente: Elaboración Propia

5. PLANTEAMIENTO OPERACIONAL

5.1. Técnicas e Instrumentos

Como técnicas de recolección de datos se trabajó con:

- Observaciones Directas
- Entrevistas No estructuradas
- Consultas Académicas

5.1.1. Observaciones Directas

Se recolectó información en el taller de mantenimiento eléctrico mediante observación directa de forma objetiva. Con esta técnica fue verificada cada actividad de mantenimiento y procedimiento realizado por el personal de operación.

5.1.2. Entrevistas No Estructuradas

Utilizadas durante las observaciones realizadas al personal del Departamento de Electrotecnia y del Taller de Mantenimiento con la finalidad de obtener información acerca de las actividades que realizan, como son llevadas a cabo, que tiempo demoran en la ejecución de cada tarea y principalmente sobre la secuencia del procedimiento de mantenimiento o intervención en la subestación eléctrica. Las entrevistas se realizaron en forma individual y también grupal, se considerados todos los comentarios y respuestas para su análisis y realización del procedimiento objetivo.

5.1.3. Consultas Académicas

Se consultaron diferentes fuentes bibliográficas para desarrollar y completar el contenido.

5.2. Campo de Verificación

5.2.1. Ámbito

El ámbito de aplicación de este trabajo corresponde a la gestión del mantenimiento que permita reducir la probabilidad de fallo en los equipos eléctricos de la subestación y mitigar la probabilidad de accidentabilidad de sus trabajadores.

5.2.2. Temporalidad

Se puede decir que de acuerdo a los objetivos planteados en esta investigación, el presente documento es un estudio cualitativo de naturaleza descriptiva – evaluativa a la vez porque en el proceso se incluye fines de ambos alcances.

“Desde el enfoque cualitativo se pueden plantear estudios con una finalidad explicativa, y además puede darse perfectamente el caso de que una misma investigación incluya elementos de los diferentes tipos de estudio” (Alzina, 2014, p.116).

Investigación Descriptiva

Descriptiva ya que permitirá describir, registrar y evaluar los diferentes tipos de fallas en el transformador y sistema de baja tensión de la subestación así como sus modos y efectos de fallos para llegar a obtener un plan de mantenimiento y operación óptimo. “Los estudios descriptivos buscan especificar las propiedades, características y perfiles de personas, grupos, comunidades, procesos, objetos o cualquier otro fenómeno que se someta a un análisis” (Sampieri, 2014, p.92).

Investigación Evaluativa

Evaluativa porque una de los propósitos de este tipo de investigación es conocer procesos y ofrecer información y evidencias sobre cómo se desarrollan y cuáles son sus procesos. El propósito de esta investigación es recoger, analizar e interpretar la

información para producir conocimiento que posibilite la revisión de las acciones de mantenimiento y la elaboración de una propuesta de plan de mantenimiento y de trabajo.

5.2.3. Unidad de Estudio

Debido a la gran importancia que le dan en la actualidad las empresas al área de la ingeniería de mantenimiento; el área técnica trata de planificar y registrar todas sus actividades de reparaciones programadas y no programadas para con esta base de datos predecir una probable falla o tarea que elimine la misma.

El estudio está enfocado en proponer las actividades de mantenimiento que sirvan para cuidar los activos de la subestación eléctrica.

5.3. Diseño de la Investigación

El término diseño se refiere a “La estrategia concebida para obtener la información que se desea con el fin de responder el planteamiento del problema” (Sampieri, 2014, p.128). En el caso del presente estudio el plan para confirmar si al desarrollar un Plan de Mantenimiento basado en la metodología del RCM se puede asegurar la funcionalidad del transformador y sistema eléctrico de distribución de baja tensión de la subestación de Tecsup, se obtendrá al aplicar una metodología de campo utilizando técnicas de recolección de datos que se citan más adelante para obtener datos reales.

5.4. Población y Muestra de la Investigación

La empresa en estudio es el Instituto de Educación Tecsup.

La población es el personal del departamento de Electrotecnia Industrial.

La muestra está compuesta por el taller que realiza el mantenimiento a la subestación eléctrica.

Tabla 32: Población de Análisis

Muestra	N°
Taller de Mantenimiento	01
Total	01

Población	N°
Jefe Departamento de Electrotecnia Industrial	01
Supervisor del Taller de Mantenimiento	01
Técnico de Mantenimiento	02
Ayudante	01
Total	05

Fuente: Elaboración Propia

5.5. Procedimiento de Investigación

- Se llevó a cabo una visita técnica a los ambientes de la subestación y Taller de Mantenimiento para verificar las instalaciones y equipos así como el personal que labora en este lugar.
- Se reconocieron las actividades actuales de mantenimiento que se realizan para mantener en condición operativa la subestación.
- Se entrevistaron a los participantes del mantenimiento para comentar y evaluar las diferentes fallas y reparaciones realizadas en la subestación así como el análisis del modo de fallo para reconocer su origen e iniciar el estudio de las consecuencias y del AMEF del transformador y sistema de baja tensión de la subestación.

- Se comentó acerca de los diferentes tipos de mantenimiento existentes y la posible solución a los problemas de la subestación, se recomendaron una serie de tareas de mantenimiento efectivas para su aplicación.
- Se conversó sobre las posibles mejoras a realizar en el taller y de los equipos que deben adquirirse para optimizar las tareas de mantenimiento.

5.6. Técnicas de Ingeniería Utilizadas

- Metodología del AMEF para obtención del Plan de Mantenimiento y Manual de Operación de la subestación.
- Técnicas de Mantenimiento Predictivo para Subestaciones.

5.7. Cronograma de Trabajo

Tabla 33: Cronograma de Trabajo

		2017											
		FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	
1	Información del Proyecto												
2	Definición del Tema												
3	Plan de Tesis												
4	Recopilación de Datos												
5	Desarrollo de la Metodología												
6	Obtención del AMEF												
7	Análisis del Diagrama de Decisión												
8	Obtención de las tareas de Mantto												
9	Conclusiones y Observaciones												
10	Levantamiento de Observaciones												
11	Sustentación Probable												

Fuente: Elaboración Propia

GLOSARIO DE ABREVIATURA TÉCNICA

Abrev.	Definición
B.T.	Baja Tensión: Conjunto de niveles de tensión utilizados para la distribución de la electricidad. Su límite superior generalmente es $U \leq 1 \text{ kV}$, siendo U la tensión nominal. Sección 2 terminología básica CNE Suministro 2011.
M.T.	Media Tensión: Cualquier conjunto de niveles de tensión comprendidos entre la alta tensión y la baja tensión. Los límites son $1 \text{ kV} < U \leq 35 \text{ kV}$, siendo U la tensión nominal. Sección 2 terminología básica CNE Suministro 2011.
AMEF	Análisis de Modos y Efectos de Fallos
RCM	Reliability Centered Maintenance Mantenimiento Centrado en Confiabilidad
MTBF	Mean Time Between Failures Tiempo Medio entre Fallos
MTTR	Medium Time To Repair Tiempo Medio para Reparar
TTR	Transformer Turn Ratio
V	Voltios
A	Amperios
W	Vatios
kV	Kilo Voltios
kVA	Kilo Voltios Amperes
NTCSE	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
SPAT	Sistema de Puesta a Tierra