

NOMBRE DEL TRABAJO

**PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO
O BASADO EN METODOLOGÍA RCM PAR
A LOS EQUIPOS CRÍTICOS DE UNA SUBE
STAC**

AUTOR

JOHN CARLOS QUITO BRAVO

RECUENTO DE PALABRAS

12987 Words

RECUENTO DE CARACTERES

71788 Characters

RECUENTO DE PÁGINAS

86 Pages

TAMAÑO DEL ARCHIVO

2.2MB

FECHA DE ENTREGA

Apr 1, 2024 9:27 AM GMT-5

FECHA DEL INFORME

Apr 1, 2024 9:28 AM GMT-5

● 16% de similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para cada base de datos.

- 16% Base de datos de Internet
- Base de datos de Crossref
- 0% Base de datos de trabajos entregados
- 2% Base de datos de publicaciones
- Base de datos de contenido publicado de Crossref

● Excluir del Reporte de Similitud

- Material bibliográfico
- Material citado
- Material citado
- Material citado
- Coincidencia baja (menos de 10 palabras)



**FORMULARIO DE AUTORIZACIÓN PARA LA
PUBLICACIÓN DE TRABAJOS DE INVESTIGACIÓN EN
EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UNTELS**
(Art. 45° de la ley N° 30220 – Ley)

Autorización de la propiedad intelectual del autor para la publicación de tesis en el Repositorio Institucional de la Universidad Nacional Tecnológica de Lima Sur (<https://repositorio.unfels.edu.pe>), de conformidad con el Decreto Legislativo N° 822, sobre la Ley de los Derechos de Autor, Ley N° 30035 del Repositorio Nacional Digital de Ciencia, Tecnología e Innovación de Acceso Abierto, Art. 10° del Rgto. Nacional de Trabajos de Investigación para optar grados académicos y títulos profesionales en las universidades – RENATI Res. N° 084-2022-SUNEDU/CD, publicado en El Peruano el 16 de agosto de 2022; y la RCO N° 061-2023-UNTELS del 01 marzo 2023.

TIPO DE TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

- 1). TESIS (X) 2). TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL ()

DATOS PERSONALES

Apellidos y Nombres: QUITO BRAVO JOHN CARLOS
D.N.I.: 74733688
Otro Documento:
Nacionalidad: PERUANA
Teléfono: 970615599
e-mail: JOHNQUITO25@GMAIL.COM

DATOS ACADÉMICOS

Pregrado

Facultad: FACULTAD DE INGENIERÍA Y GESTIÓN
Programa Académico: TESIS
Título Profesional otorgado: INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

Postgrado

Universidad de Procedencia:
País:
Grado Académico otorgado:

Datos de trabajo de investigación

Título: "PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO BASADO EN METODOLOGÍA RCM PARA LOS EQUIPOS CRÍTICOS DE UNA SUBESTACIÓN ENCAPSULADA EN GAS SF6 EN UNA CENTRAL TERMOELÉCTRICA, CHILCA - LIMA"
Fecha de Sustentación: 04 DE DICIEMBRE DEL 2023
Calificación: APROBADO
Año de Publicación: 2024

AUTORIZACIÓN DE PUBLICACIÓN EN VERSIÓN ELECTRÓNICA

A través de la presente, autorizo la publicación del texto completo de la tesis, en el Repositorio Institucional de la UNTELS especificando los siguientes términos:

Marcar con una X su elección.

- 1) Usted otorga una licencia especial para publicación de obras en el REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL TECNOLÓGICA DE LIMA SUR.

Si autorizo No autorizo

- 2) Usted autoriza para que la obra sea puesta a disposición del público conservando los derechos de autor y para ello se elige el siguiente tipo de acceso.

Derechos de autor		
TIPO DE ACCESO	ATRIBUCIONES DE ACCESO	ELECCIÓN
ACCESO ABIERTO 12.1(*)	info:eu-repo/semantics/openAccess (Para documentos en acceso abierto)	(X)

- 3) Si usted dispone de una **PATENTE** puede elegir el tipo de **ACCESO RESTRINGIDO** como derecho de autor y en el marco de confiabilidad dispuesto por los numerales 5.2 y 6.7 de la directiva N° 004-2016-CONCYTEC DEGC que regula el Repositorio Nacional Digital de CONCYTEC (Se colgará únicamente datos del autor y el resumen del trabajo de investigación).

Derechos de autor		
TIPO DE ACCESO	ATRIBUCIONES DE ACCESO	ELECCIÓN
ACCESO RESTRINGIDO	info:eu-repo/semantics/restrictedAccess (Para documentos restringidos)	()
	info:eu-repo/semantics/embargoedAccess (Para documentos con períodos de embargo. Se debe especificar las fechas de embargo)	()
	info:eu-repo/semantics/closedAccess (para documentos confidenciales)	()

(*) <http://renati.sunedu.gob.pe>



Rellene la siguiente información si su trabajo de investigación es de acceso restringido:

Atribuciones de acceso restringido:

Motivos de la elección del acceso restringido:

QUITO BRAVO JOHN CARLOS

APELLIDOS Y NOMBRES

74733688

DNI

Firma y huella:



Lima, 02 de abril del 20 24

UNIVERSIDAD NACIONAL TECNOLÓGICA DE LIMA SUR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y GESTIÓN
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



**“PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO BASADO EN
METODOLOGÍA RCM PARA LOS EQUIPOS CRÍTICOS DE UNA
SUBESTACIÓN ENCAPSULADA EN GAS SF6 EN UNA CENTRAL
TERMOELÉCTRICA, CHILCA - LIMA”**

TESIS

Para optar el Título Profesional de

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR EL BACHILLER

QUITO BRAVO, JOHN CARLOS
ORCID: 0009-0006-5961-974X

ASESOR

PAZ PURISACA, ROLANDO
ORCID: 0009-0004-2676-8285

Villa El Salvador
2023



DECANATO DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA Y GESTIÓN

ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO
MECÁNICO ELECTRICISTA

En Villa El Salvador, siendo las 2:00 p.m. del día 04 de diciembre del 2023, en la Facultad de Ingeniería y Gestión, los miembros del Jurado Evaluador, integrado por:

PRESIDENTE: FABIO ZEGARRA CHOQUE DNI N° 40586051 C.I.P. N° 84031
SECRETARIA: MARGARITA FREDESVIDA MURILLO MANRIQUE DNI N° 07222359 C.I.P. N° 59410
VOCAL : RICHARD FLORES CACERES DNI N° 10230672 C.I.P. N° 185839
ASESOR : ROLANDO PAZ PURISACA DNI N° 07043476 C.I.P. N° 186976

Designados mediante Resolución de Decanato N° 307-2023-UNTELS-R-D de fecha 15 de agosto de 2023 quienes dan inicio a la Sesión Pública de Sustentación y Evaluación de Tesis.

Acto seguido, el (la) aspirante al: Grado de Bachiller Título Profesional

Don: QUITO BRAVO JOHN CARLOS identificado(a) con D.N.I. N° 74733688 procedió a la Sustentación de:

Trabajo de investigación Tesis Trabajo de suficiencia Artículo científico

Titulado: "PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO BASADO EN METODOLOGÍA RCM PARA LOS EQUIPOS CRÍTICOS DE UNA SUBESTACIÓN ENCAPSULADA EN GAS SF6 EN UNA CENTRAL TERMOELÉCTRICA, CHILCA - LIMA"

Aprobado mediante Resolución de Decanato de N° 909-2023-UNTELS-R-D de fecha 24 de noviembre de 2023, de conformidad con las disposiciones del Reglamento General de Grados Académicos y Títulos Profesionales vigentes, sustentó y absolvió las interrogantes que le formularon los señores miembros del Jurado Evaluador.

Concluida la Sustentación se procedió a la evaluación y calificación correspondiente, resultando el aspirante APROBADO por con la nota de: DOCE (letras) 12 (números), de acuerdo al Art. 65° del Reglamento General para optar el Título Profesional.

CALIFICACIÓN		CONDICIÓN	EQUIVALENCIA
NÚMERO	LETRAS		
12	DOCE	APROBADO	REGULAR

Siendo las 16:20 horas del día 04 de Diciembre del 2023, se dio por concluido el acto de sustentación, firmando el jurado evaluador el Acta de Sustentación, que obra en el Decanato de la Facultad de Ingeniería y Gestión.

LA SECRETARÍA GENERAL DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL
TECNOLÓGICA DE LIMA SUR - UNTELS

CERTIFICA: MARGARITA F. MURILLO MANRIQUE
SECRETARIA

Que, el presente documento es copia fiel del original que obra en los archivos de esta institución, a lo que me remito en caso de ser necesario.

VES 04 ABR 2024

Mg. Abg. Marly Karina Uribe Allauca
Secretaria General

FABIO ZEGARRA CHOQUE
PRESIDENTE
FABIO ZEGARRA CHOQUE
Ingeniero Mecánico
CIP N° 84031

QUITO BRAVO JOHN CARLOS
BACHILLER

RICHARD FLORES CACERES
INGENIERO
MECANICO ELECTRICISTA
CIP N° 185839
RICHARD FLORES CACERES
VOCAL

DEDICATORIA

"Este trabajo está dedicado a Dios, a mis padres, a mis hermanos y docentes que nos enseñan día a día y nos forjan a ser mejores personas tanto en la sociedad como en el ámbito profesional."

AGRADECIMIENTOS

“A Dios, mis padres y hermanos, por brindarme las fuerzas que necesito para cumplir cada objetivo que me propongo.”

RESUMEN

En la actualidad, la sub estación encapsulada en gas SF6 (hexafluoruro de azufre) recibe un mantenimiento básico anual, o en algunas situaciones se tiene la expectativa que ocurra alguna situación anormal para realizar una inspección exhaustiva al sistema. Por lo tanto, el objetivo principal del proyecto de investigación actual es desarrollar un plan de mantenimiento enfocado en la confiabilidad para los equipos esenciales de la subestación encapsulada en gas SF6.

Este enfoque implica identificar las funciones, fallas funcionales, modos de falla y efectos de falla de los equipos de mayor criticidad, junto con la formulación de criterios de análisis para determinar la ponderancia de riesgo de los métodos de falla. La matriz de criticidad tomará en cuenta los niveles de severidad de falla y las probabilidades de falla de cada equipo de la subestación GIS.

Finalmente, utilizando el árbol de decisiones de la Metodología del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM), se diseñará un plan de mantenimiento preventivo para los equipos críticos utilizando los resultados de la hoja de información RCM y la hoja de decisiones RCM. Se espera que esto aumente la confiabilidad de los equipos de mayor criticidad.

Palabras clave: mantenimiento, Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad, confiabilidad, hexafluoruro de sodio.

ABSTRACT

Currently, the substation encapsulated in SF₆ gas receives basic annual maintenance, or in some cases it is expected that an abnormal situation will occur to carry out a thorough inspection of the system. That is why the main objective of this research project is to design a maintenance plan focused on reliability for critical equipment that makes up the substation encapsulated in SF₆ gas.

This approach involves identifying the equipment's functions, malfunctions, modes of failure, and consequences of failure. The criticality matrix will take into account the failure severity levels and failure probabilities of each GIS substation equipment.

Finally, using the Reliability Centered Maintenance Methodology (RCM) decision tree, a preventive maintenance plan will be designed for critical equipment using the results of the RCM information sheet and the RCM decision sheet. This is expected to increase the reliability of critical equipment.

Keywords: maintenance, Reliability Centered Maintenance, reliability, sodium hexafluoride.

INDICE

DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
RESUMEN	iv
ABSTRACT	v
INDICE.....	vi
LISTADO DE FIGURAS.....	ix
LISTADO DE TABLAS	xi
INTRODUCCIÓN	12
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	14
1.1. Motivación.....	14
1.2. Estado del arte.....	14
1.3. Descripción del problema	15
1.4. Formulación del problema.....	15
1.4.1. Problema general.....	15
1.4.2. Problemas específicos	15
1.5. Objetivos.....	16
1.5.1. Objetivo general.....	16
1.5.2. Objetivos específicos	16
1.6. Justificación.....	16
1.6.1. Justificación Teórica	16
1.6.2. Justificación social	16
1.6.3. Justificación Económica	17
CAPITULO II.....	18

2.	MARCO TEÓRICO	18
2.1.	Antecedentes	18
2.1.1.	Antecedentes nacionales	18
2.1.2.	Antecedentes internacionales	19
2.2.	Bases teóricas.....	20
2.2.1.	Mantenimiento	20
2.2.2.	Gestión del Mantenimiento	21
2.2.3.	Tipos de mantenimiento.....	22
2.2.4.	Metodologías de mantenimiento.....	23
2.2.5.	RCM (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad)	23
2.2.6.	TPM (Mantenimiento Productivo Total)	31
2.2.7.	CBM (Mantenimiento Basado en la Condición).....	32
2.2.8.	Subestación Eléctrica	33
2.2.9.	Subestación aislada en gas (GIS)	33
2.2.10.	Topología de la Sub estación aislada en gas SF6.....	38
2.2.11.	Equipos principales	42
	CAPITULO III.....	50
3.	VARIABLES.....	50
3.1.	Operacionalización de las variables.....	50
	CAPITULO IV	51
4.	METODOLOGÍA.....	51
4.1.	Descripción de la metodología	51
4.2.	Implementación de la investigación	52
4.2.1.	Criterios para evaluar la criticidad de equipos.....	52
4.2.2.	Indicadores de gestión del mantenimiento.....	52

4.2.3.	Árbol lógico de decisiones del RCM.....	54
4.2.4.	Hoja de información RCM.....	56
4.2.5.	Hoja de decisión RCM.....	57
4.2.6.	Análisis de Criticidad.....	58
4.2.7.	Distribución weibull de dos parámetros.....	59
4.2.8.	Hoja de información.....	59
4.3.	Resultados.....	60
4.3.1.	Diagnóstico de criticidad de equipos	60
4.3.2.	Documentación y diagnóstico de estado actual de los equipos críticos....	63
4.3.3.	Establecimiento de indicadores de mantenimiento	65
4.3.4.	Actividades para el mantenimiento preventivo.....	69
4.3.5.	Plan de mantenimiento preventivo a interruptores de potencia	70
CAPITULO V.....		71
5.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	71
CAPITULO VI		72
6.	CONCLUSIONES.....	72
CAPITULO VII.....		73
7.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	73
ANEXOS		75

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1 <i>Matriz de Criticidad</i>	27
Figura 2 <i>Subestación eléctrica</i>	33
Figura 3 <i>Bahía GIS</i>	35
Figura 4 <i>Subestación GIS</i>	36
Figura 5 <i>Componentes Sub estación GIS</i>	37
Figura 6 <i>Configuración de Barra Simple</i>	38
Figura 7 <i>Configuración de Barra Simple con Transferencia</i>	39
Figura 8 <i>Configuración de Barra Seccionada</i>	39
Figura 9 <i>Configuración de Barra Seccionada con Transferencia</i>	40
Figura 10 <i>Configuración con doble barra de transferencia</i>	41
Figura 11 <i>Configuración de anillo</i>	41
Figura 12 <i>Configuración de Interruptor y Medio (Doble juego de Barras con Interruptor y medio por salida)</i>	42
Figura 13 <i>Interruptores de Potencia Aislado en SF6</i>	43
Figura 14 <i>Seccionador aislado en gas sf6</i>	44
Figura 15 <i>Transformador de tensión aislado en gas sf6</i>	45
Figura 16 <i>Transformador de corriente aislado en gas sf6</i>	46
Figura 17 <i>Pararrayos aislados en gas SF6</i>	47
Figura 18 <i>Compartimento de paso</i>	48
Figura 19 <i>Compartimentos de paso a líneas aéreas</i>	49
Figura 20 <i>Compartimento para cables de potencia</i>	49
Figura 21 <i>Implantación del RCM</i>	52
Figura 22 <i>Diagrama de decisión RCM</i>	55
Figura 23 <i>Hoja de Información RCM</i>	56
Figura 24 <i>Hoja de decisión RCM</i>	57
Figura 25 <i>Hoja de información RCM</i>	59
Figura 26 <i>Hoja de información RCM</i>	64
Figura 27 <i>Gráfica de Weibull</i>	66
Figura 28 <i>Gráfica de Confiabilidad</i>	67

Figura 29 <i>Gráfica de Infiabilidad</i>	67
Figura 30 <i>Hoja de decisión RCM</i>	69
Figura 31 <i>Plan de mantenimiento para Interruptores de Potencia</i>	70

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1 <i>Factores de consecuencia y causas</i>	26
Tabla 2 <i>Operacionalización de variables</i>	50
Tabla 3 <i>Análisis de Criticidad</i>	60
Tabla 4 <i>Histórico de Fallas</i>	63
Tabla 5 <i>Distribución de Weibull</i>	65

INTRODUCCIÓN

Para garantizar una producción eficiente y continua de energía, es fundamental optimizar la confiabilidad operativa de las subestaciones encapsuladas en gas SF6 de las centrales termoeléctricas. En este contexto, el método RCM (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad) se presenta como un instrumento probado y eficaz, que se utiliza ampliamente en una variedad de industrias, incluida la energética. Al optimizar los programas de mantenimiento y minimizar el tiempo de inoperatividad no planificada, su aplicación ha demostrado mejoras significativas en la confiabilidad de equipos críticos.

En la industria energética, específicamente en centrales termoeléctricas, varios estudios y proyectos han implementado con éxito la metodología RCM para el mantenimiento de equipos clave. Estos esfuerzos han arrojado resultados positivos al mejorar la eficiencia operativa, minimizar los costos de mantenimiento y disminuir las interrupciones en la producción, lo que destaca la relevancia y efectividad de la RCM en este entorno.

A pesar de estos avances, cada planta o subestación presenta particularidades y requisitos específicos. En el caso de la Central Termoeléctrica en Chilca, adaptar la metodología RCM a las condiciones y equipos específicos se convierte en un aspecto crucial y fundamental para asegurar el éxito de todas las iniciativas en el mantenimiento preventivo.

En el Capítulo I se aborda la necesidad de mejorar el mantenimiento de la subestación de gas SF6 de la central térmica de Chilca. Se destaca la necesidad de aplicar metodología RCM para optimizar el mantenimiento preventivo identificando los problemas actuales, planteando preguntas importantes, estableciendo metas y justificando las implicaciones teóricas, sociales y económicas de este estudio.

En Capítulo II, se presenta los antecedentes de esta investigación, así como también las bases teóricas.

En el Capítulo II se muestra el cuadro de operacionalización de las variables.

En el Capítulo IV, se aplica la técnica RCM para mejorar el mantenimiento de los interruptores de potencia en una central termoeléctrica. Se siguió una secuencia precisa de expertos. Se analizaron los equipos con indicadores importantes como MTBF, MTTR y disponibilidad. Se implementaron herramientas como el Árbol Lógico de Decisiones y la Hoja de Decisiones RCM, lo que resultó en un nuevo plan de mantenimiento de interruptores efectivo, respaldado por datos y análisis detallados.

En el Capítulo V, discuten los resultados obtenidos en el capítulo IV.

En el Capítulo VI, se resalta la implementación exitosa de un plan preventivo basado en RCM, sistematizando el diagnóstico de los equipos, estableciendo intervalos de mantenimiento y diseñando un programa de gestión que anticipa fallos y reduce tiempos de inactividad en equipos críticos.

Y por último en el Capítulo VII, se adjunta las fuentes bibliográficas de esta investigación.

CAPITULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Motivación

El mantenimiento electromecánico de la subestación encapsulada en gas SF₆ es esencial para garantizar la operación y la producción eficiente de una central termoeléctrica. Actualmente, se refiere con un plan de mantenimiento preventivo básico que ha ido reduciendo los intervalos de tiempo de interrupción de la producción con el tiempo. Sin embargo, esto puede no ser suficiente para mantener la confiabilidad operativa de los equipos importantes. Por lo tanto, el fin de esta investigación es aumentar la eficacia del plan de mantenimiento preventivo utilizando la metodología RCM (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad). La técnica RCM es ampliamente utilizada para determinar el mantenimiento ideal para equipos críticos, maximizando la confiabilidad y minimizando los costos asociados.

1.2. Estado del arte

La metodología RCM ha sido ampliamente utilizada en diversas industrias, incluyendo la energética. Ha demostrado su eficacia a fin de aumentar la confiabilidad operativa de equipos de mayor criticidad, optimizando los programas de mantenimiento preventivo y minimizando el tiempo de inactividad no planificado. En la industria energética, incluyendo centrales termoeléctricas, se han llevado a cabo varios estudios y proyectos para implementar la metodología RCM en el mantenimiento de equipos clave. Estos estudios han arrojado resultados positivos al mejorar la eficiencia operativa, reducir costos de mantenimiento y disminuir las interrupciones en la producción. Es importante destacar que cada planta o subestación puede tener sus particularidades y requerimientos específicos, por lo que adaptar la metodología RCM a las condiciones y equipos específicos de la Central Termoeléctrica en Chilca será un aspecto fundamental de esta investigación.

1.3. Descripción del problema

Actualmente el área de mantenimiento electromecánico de la subestación encapsulada en gas SF₆ tiene una estrategia de mantenimiento preventivo básico, en los que a medida que pasa el tiempo los intervalos de tiempos de parada de producción para ejecución del mismo se van reduciendo, como consecuencia es necesario una propuesta de plan de mantenimiento preventivo basado en la metodología RCM para mejorar la operatividad y producción de los equipos críticos.

1.4. Formulación del problema

1.4.1. Problema general

¿En qué medida el diseño de un plan de mantenimiento preventivo basado en tecnología RCM para los equipos de mayor criticidad mejorará la confiabilidad operativa de una subestación encapsulada en gas SF₆ en una Central Termoeléctrica?

1.4.2. Problemas específicos

1. ¿En qué medida la identificación y diagnóstico de estado actual de los equipos críticos mediante reporte histórico de fallas y operación mejorará la confiabilidad operativa de una subestación encapsulada en gas SF₆ en una Central Termoeléctrica?
2. ¿En qué medida la documentación del plan de mantenimiento preventivo en base a las condiciones de mayor repercusión de fallas en equipos de mayor criticidad mejorará la confiabilidad operativa de una subestación encapsulada en gas SF₆ en una Central Termoeléctrica?
3. ¿En qué medida determinar los indicadores técnicos referidos al plan de mantenimiento preventivo centrado en la mejorará la confiabilidad operativa de una subestación encapsulada en gas SF₆ en una Central Termoeléctrica?

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo general

Diseñar un plan de mantenimiento preventivo basado en tecnología RCM para los equipos críticos a fin de mejorar la confiabilidad operativa de una subestación encapsulada en gas SF6 en una Central Termoeléctrica en Chilca.

1.5.2. Objetivos específicos

1. Identificar y evaluar el estado de los equipos críticos mediante reporte históricos y de operación a fin de mejorar la confiabilidad operativa de una subestación encapsulada en gas SF6 en una Central Termoeléctrica
2. Documentar el plan de mantenimiento preventivo en base a las condiciones de mayor incidencia de fallas en equipos críticos a fin de mejorar la confiabilidad operativa de una subestación encapsulada en gas SF6 en una Central Termoeléctrica.
3. Determinar los indicadores técnicos referidos al plan de mantenimiento preventivo basado en tecnología RCM a fin de mejorar la confiabilidad operativa de una subestación encapsulada en gas SF6 en una Central Termoeléctrica.

1.6. Justificación

1.6.1. Justificación Teórica

Se justifica determinar la relación que existe entre el plan de mantenimiento preventivo basado en metodología RCM y la confiabilidad operativa de los equipos críticos de una subestación encapsulada en gas SF6 en una central termoeléctrica, ubicada en la ciudad de Chilca.

1.6.2. Justificación social

Desde un punto de vista social se justifica ya que el objetivo de esta investigación mejorará la operatividad de los equipos críticos de la sub estación, en consecuencia, asegura la continuidad de la generación y suministro eléctrico a la comunidad.

1.6.3. Justificación Económica

La propuesta de un plan de mantenimiento basado en RCM para una subestación SF6 puede reducir los costos operativos, mejorar la vida útil de los equipos y mejorar la confiabilidad, lo que tiene un impacto positivo en la eficiencia y la producción de la central termoeléctrica.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes

2.1.1. Antecedentes nacionales

Loyola & Távora (2018) en el desarrollo de su tesis *Diseño de un plan de mantenimiento preventivo centrado en la confiabilidad operativa del sistema de refrigeración de la embarcación Bamar II, empresa pesquera Hayduk-2019*, para obtener el título de Ingeniero en Energía, proponen diseñar un plan de mantenimiento mediante tecnología RCM. Los resultados de la investigación indican la organización de los equipos críticos, jerarquizándolos mediante el método de Pareto según el orden de fallas. Además, concluyen que después de aplicar el plan de mantenimiento preventivo y correctivo, se observó una notable mejora en la confiabilidad operativa de los componentes del sistema. Los indicadores de confiabilidad para los compresores aumentaron del 80.64% al 91%, para el tanque recibidor mejoraron del 85.31% al 92%, los motores mejoraron del 75.70% al 90%, la válvula de expansión experimentó mejoras del 80.12% al 93%, los chiller mejoraron del 85.16% al 92%, el condensador mejoró del 84.89% al 93%, las bombas aumentaron del 88.40% al 94%, y el tablero eléctrico mejoró del 91.06% al 98%. La inversión económica de 100,000 USD para implementar el plan de mantenimiento centrado en confiabilidad arrojó un Valor Actual Neto (VAN) de 49,388.87 USD y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 19.42%, lo que hace que el proyecto sea rentable.

Ochoa (2022) en su investigación *Diseño e implementación de un plan de mantenimiento preventivo basado en la metodología RCM para equipos críticos del proceso de fabricación de detergentes*, para la obtención del título de Ingeniero Mecánico Electricista, se estudió la confiabilidad de equipos críticos en fábricas de detergentes a través de la implementación de planes de mantenimiento preventivo basados en la metodología RCM. El autor afirma que esta metodología identifica funciones, errores funcionales, modos de falla y equipos, y desarrolla criterios analíticos de riesgo para priorizar los modos de falla. Se utilizó una matriz de criticidad para identificar los equipos críticos evaluando la probabilidad y gravedad de fallas durante el proceso de fabricación. La confiabilidad y los intervalos de mantenimiento preventivo para equipos críticos se evaluaron utilizando el análisis de datos de fallas de distribución de Weibull. Finalmente, se utilizó el diagrama de decisión de la metodología de mantenimiento centrado en

confiabilidad para evaluar el plan de mantenimiento preventivo en función de los resultados de los análisis de falla y criticidad. Se concluyó que se determinó la confiabilidad y los intervalos de mantenimiento preventivo para los 27 equipos más importantes según la metodología de distribución de Weibull y el historial de fallas, lo cual también permitió determinar la frecuencia óptima de intervención para cada uno de los equipos críticos.

2.1.2. Antecedentes internacionales

Cabrera & Tapia (2019) en su investigación *Propuesta de implementación de mantenimiento centrado en la confiabilidad RCM en la unidad de generación 2 de la central Saymirín*, para obtener el título de Ingeniero Electricista, realizan un análisis de equipos críticos de los componentes que forman parte de la central. Luego, basándose en los resultados, se determinaron los tres sistemas más importantes de la unidad y se creó un plan de mantenimiento utilizando el diagrama de decisión del RCM. Este plan incluye las diversas actividades, su frecuencia y el personal técnico necesario para realizar cada una de las maniobras de mantenimiento de sistemas más importantes.

Díaz (2020) en su tesis *Mantenimiento preventivo a equipo primario en Subestaciones Eléctricas de Alta Tensión*, para optar el título de Ingeniero Electricista; cuyo objetivo principal fue adquirir conocimiento acerca de los procedimientos, principios teóricos y pruebas de campo involucrados en el mantenimiento preventivo de subestaciones eléctricas. El propósito es garantizar un funcionamiento óptimo de la subestación, reducir al mínimo las fallas de operación, evitar cortes en el suministro eléctrico y disminuir los gastos del presupuesto causados por la salida prematura de operación del equipo eléctrico. El autor concluye en que es imprescindible tener un profundo conocimiento sobre las diferentes configuraciones de las subestaciones para poder desarrollar un programa de mantenimiento efectivo. Esto se debe a que, según la configuración específica, es necesario planificar las maniobras de manera cuidadosa con el objetivo de minimizar el tiempo en que la subestación queda sin energía o, en su defecto, evitar sacarla de operación por completo. Un adecuado entendimiento de estas configuraciones garantizará que el mantenimiento se lleve a cabo de manera eficiente y con el menor impacto posible en la operatividad de la subestación.

Calvo (2020) en su de investigación *Análisis de pruebas eléctricas de una S.E de distribución y determinación de mantenimiento preventivo*, para obtener el título de Ingeniero Eléctrico-Electrónico, tiene como objetivo desarrollar un procedimiento que tome en consideración el tiempo transcurrido, el estado físico del equipo, las condiciones operativas, las estadísticas relevantes y los datos históricos, con el propósito de establecer la frecuencia y el tipo de mantenimiento necesario para el equipo primario de una subestación de distribución. Para el investigador mantener el interruptor en óptimas condiciones operativas es fundamental, y para ello, es necesario llevar a cabo un monitoreo constante de su funcionamiento y la estabilidad de todos sus componentes. La adecuada supervisión de su operación garantiza su rendimiento eficiente y seguro en el sistema eléctrico de la subestación.

Ma (2021) en su artículo de investigación publicada en la IEEE *Análisis de fallas comunes en Subestación Aislada en Gas SF6*, el autor presenta una tabla de seguimiento de causas de fallas de equipos GIS en el área de Baoding entre los años 2012-2014, además recopila información sobre los tipos y la cantidad de defectos en subestaciones GIS en la red eléctrica de Guangdong en el año 2009. Estos datos se basan en la literatura existente, que proporciona detalles sobre los distintos tipos de defectos y su frecuencia en las subestaciones GIS de la región. Ma concluye que aunque la tasa de fallas de los equipos de subestaciones encapsuladas en gas SF6 (GIS) es menor que la de los equipos utilizados en subestaciones abiertas, todavía se registra un número de fallas cada año según los datos estadísticos. Entre los tipos de fallas más comunes se encuentran las fugas de gas SF6, la presencia de microagua en el gas SF6 que excede los estándares, descargas parciales debido a problemas en el aislamiento interno y defectos en los componentes.

2.2. Bases teóricas

2.2.1. Mantenimiento

El mantenimiento es un conjunto de tareas y/o intervenciones realizadas para mantener los equipos de trabajo en óptimas condiciones para la seguridad y la productividad.

Según (Zorilla, 2019) mantenimiento; se refiere a la función empresarial que supervisa el estado de todas las instalaciones, ya sean productivas, auxiliares o de servicios. Por lo tanto,

El mantenimiento puede describirse como el conjunto de tareas necesarias para mantener un sistema en condiciones de funcionamiento a un costo mínimo.

Sin embargo, al hablar de mantenimiento industrial, factores como calidad, costos y seguridad afectan el mantenimiento, por lo que podemos definir el mantenimiento como “conjunto de acciones que permitan mantener o restablecer un bien en un estado específico o en la medida de asegurar un servicio determinado, teniendo en cuenta, la calidad del producto, la seguridad de las personas y todo ello al menor costo posible” (SEAS, 2012, p.36).

“El mantenimiento también se puede definir como el control constante de las instalaciones (en el caso de una planta) o de los componentes (en el caso de un producto), así como el conjunto de trabajos de reparación y revisión necesarios para garantizar el funcionamiento regular y el buen estado de conservación de un sistema en general.” (Espín, 2018, p. 12)

2.2.2. Gestión del Mantenimiento

La gestión es organizar las actividades o procesos para que se realicen de manera efectiva. Por tanto, cuando hablamos de gestión del mantenimiento, hablamos de un sistema organizado para mantener o restaurar un activo lo más cerca posible de su punto de diseño original y garantizar eficazmente determinados servicios teniendo en cuenta la seguridad y la calidad de las personas. y procesos. Todos los costos asociados a este tipo de actividad, como el costo de los productos.

El mantenimiento se realiza en función de los siguientes niveles de desarrollo:

- a) Nivel de solicitud o aviso de trabajo
- b) Nivel de aprobación de la publicidad • Nivel de preparación
- c) El grado de programación
- d) Nivel de implementación
- e) El grado de supervisión y aprobación del trabajo que se ha realizado

Para completar el proceso de gestión de mantenimiento, es fundamental considerar las notificaciones de órdenes de mantenimiento para registrar el historial de eventos y crear un inventario de repuestos.

2.2.3. Tipos de mantenimiento.

La tarea de mantenimiento siempre ha estado sujeta a una variedad de formas de realización que están directamente relacionadas con los tipos de mantenimiento a aplicar; estas formas de realización han evolucionado y se han combinado de generación en generación, no quedando únicas.

Cada tipo de mantenimiento tiene un enfoque y un propósito únicos para garantizar el funcionamiento y la vida útil adecuados de los equipos y sistemas. Estos son los principales tipos de mantenimiento:

- a) **Mantenimiento Preventivo:** Consiste en acciones planificadas y regulares para evitar fallas y averías. Se basa en la experiencia y los registros históricos para establecer intervalos regulares de mantenimiento, reemplazo de piezas consumibles y calibración de equipos.
- b) **Mantenimiento Correctivo:** Este tipo de mantenimiento se realiza después de una falla o avería. El objetivo es reparar o restaurar el sistema o equipo para que vuelva a funcionar correctamente. Es reactivo y generalmente requiere un tiempo de inactividad inesperado.
- c) **Mantenimiento Predictivo:** Se basa en el seguimiento y análisis de parámetros y datos en tiempo real para predecir cuándo ocurrirá una falla y planificar las actividades de mantenimiento en consecuencia. Utiliza análisis de vibraciones, termografía y análisis de aceite.
- d) **Mantenimiento Detectivo:** Su objetivo es encontrar y resolver fallas o problemas incipientes que pueden dañar el rendimiento o la integridad del equipo. Se enfoca en inspecciones y pruebas de diagnóstico frecuentes.
- e) **Mantenimiento Proactivo:** Se enfoca en mejorar los procesos y sistemas para prevenir fallas o problemas. Para mejorar la confiabilidad y la eficiencia del equipo, busca identificar y eliminar los principales factores que contribuyen a los problemas.

- f) **Mantenimiento Sistemático:** Es un enfoque disciplinado que garantiza la integridad y el rendimiento del equipo mediante la implementación de un programa de mantenimiento estructurado y bien definido.

2.2.4. Metodologías de mantenimiento

Para que la gestión de mantenimiento sea eficiente y efectiva, se debe considerar las estrategias de mantenimiento. Las características de las fallas deben ser consideradas como un factor clave al seleccionar el tipo de metodologías de mantenimiento. Además, esas estrategias deben basarse en los siguientes principios filosóficos.

2.2.5. RCM (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad)

Para (Moubray, 1997) el mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) se basa en la relación entre la organización y sus componentes físicos. Antes de que se pueda examinar detenidamente esta relación, es necesario conocer qué tipo de elementos físicos tiene la empresa y determinar cuáles deben ser objeto del proceso de revisión del RCM. En la mayoría de los casos, esto significa que, si ya no existe un equipo, se debe realizar un registro completo.

(Rivera, 2019) define el RCM como el modelo para garantizar que los activos físicos continúen cumpliendo con las necesidades del usuario en el entorno operativo actual, se utiliza una metodología de evaluación sistemática conocida como mantenimiento centrado en confiabilidad. Un aspecto central de la metodología RCM es el reconocimiento de que el mantenimiento garantiza que el sistema continúe realizando eficientemente sus tareas en condiciones operativas.

“RCM (Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad) es un proceso usado para determinar sistemática y científicamente que debe ser hecho para asegurar que los activos físicos continúen haciendo lo que los usuarios quieren que hagan. Ampliamente reconocido por los profesionales del mantenimiento como la forma más “costo-eficaz” de desarrollar estrategias de mantenimiento de clase mundial, RCM o MCC lleva las mejoras rápidas sostenidas y sustanciales en la disponibilidad y confiabilidad de planta, calidad de producto, seguridad e integridad ambiental.” (Da Costa, 2010, p. 15)

El valor del estándar de desempeño deseado debe ser igual o dentro de los límites del estándar de desempeño en términos de capacidad inherente (de diseño) o confiabilidad inherente (de diseño).

Las 7 preguntas básicas de la metodología RCM:

- a) ¿Qué funciones y parámetros de funcionamiento tiene el activo en su contexto operacional actual? (Funciones).
- b) ¿Por qué no cumple con esas funciones? (Fallas funcionales)
- c) ¿Qué es lo que provoca cada falla funcional? (Modos de falla)
- d) ¿Qué ocurre cuando se produce cada falla? (Efectos de falla)
- e) ¿En qué sentido es crucial cada falla? (Consecuencias de falla)
- f) ¿Cómo se pueden prevenir o evitar todas las fallas? (Intervalos de tareas o tareas proactivas)
- g) ¿Si no se encuentra una tarea proactiva adecuada, ¿qué se debe hacer? (Acciones planificadas)

2.2.5.1. Análisis de Criticidad

(Parra & Crespo, 2012) recomienda determinar qué equipos se someterán al proceso de mantenimiento centrado en la confiabilidad antes de comenzar. Por lo tanto, será necesario realizar un análisis de criticidad para determinar el nivel de riesgo que representa dicho activo.

"Una metodología que permite jerarquizar sistemas, instalaciones y equipos en función de su impacto global con el fin de optimizar el proceso de asignación de recursos" (Parra & Crespo, 2012, p. 6)

En la gestión de riesgos, se utiliza el término "criticidad total por riesgo" para evaluar y priorizar los riesgos en un sistema o entorno específico. Esta métrica combina la probabilidad de que un riesgo ocurra con su impacto o consecuencias potenciales si ocurre.

“Al tener claro cuáles son los elementos más críticos, se puede establecer un mantenimiento más adecuado acorde a las necesidades de los equipos, pudiendo el mantenimiento de tipo: preventivo, predictivo, correctivo o en un caso extremo, poder hacer el rediseño en lo que respecta a procedimientos y modificaciones menores, así mismo se podría establecer prioridades y ordenes de trabajo adecuadas.” (Espín, 2018,p. 22)

La criticidad total por riesgo (CTR) tal como se muestra en la **Ecuación (1)** se obtiene multiplicando la probabilidad de que ocurra un riesgo (FF) por su magnitud (C). Esto permite clasificar los riesgos según su gravedad y probabilidad de ocurrencia. En la gestión de riesgos, los riesgos que tienen una alta probabilidad de ocurrir y que tendrían un impacto significativo en caso de ocurrir son considerados críticos y suelen ser abordados primero.

En la siguiente ecuación (Parra & Crespo, 2012) muestra de manera detallada las expresiones para la jerarquización de los sistemas.

$$CTR = FFXC \dots \dots \dots (1)$$

$$C = (IOXFO) + CM + SHA \dots \dots \dots (2)$$

Donde:

Factor de Frecuencia (FF): es una medida que se utiliza para evaluar la probabilidad de que un modo de falla particular en un sistema o equipo ocurra. Este factor se basa en la cantidad de veces que ocurre o se espera que ocurra una falla específica.

Impacto operacional (IO): se refiere a la evaluación y la comprensión de las consecuencias operativas, financieras y de seguridad que podrían derivarse de un fallo en un equipo o sistema.

Factor de Flexibilidad Operacional (FO): se refiere a la capacidad de un sistema, subsistema o componente para adaptarse a diferentes condiciones operativas o para ser ajustado con el fin de lograr una operación confiable y efectiva.

Costos de Mantenimiento (CM): se refieren a los gastos asociados con las actividades de mantenimiento de un equipo, sistema o instalación. Estos costos incluyen todos los recursos financieros, materiales, humanos y logísticos necesarios para llevar a cabo las tareas de mantenimiento preventivo o correctivo.

Impacto, Seguridad y Ambiente (SHA): se refiere a la consideración integral de los posibles impactos que podrían surgir como resultado de una falla en el equipo, no solo en términos de la operación y la función del equipo, sino también en términos de seguridad y efectos ambientales.

Los criterios de evaluación para la ecuación (1) y (2) se obtienen de la Tabla 1.

Tabla 1

Factores de consecuencia y causas

FACTOR DE FRECUENCIA (FF)	
DESCRIPCIÓN	PUNTAJE
FRECUENTE, MÁS DE 2 EVENTOS AL AÑO	4
PROBABLE, 1-2 EVENTOS AL AÑO	3
POSIBLE, 0.5 A 1 EVENTO AL AÑO	2
IMPROBABLE, MENOS DE 0.5 EVENTOS AL AÑO	1
FACTORES DE CONSECUENCIAS	
IMPACTO OPERACIONAL (IO)	PUNTAJE
PÉRDIDAS MAYORES 75% PRODUCCIÓN	10
PÉRDIDAS 50% A 75% PRODUCCIÓN	7
PÉRDIDAS 25% A 49% PRODUCCIÓN	5
PÉRDIDAS DE 10 A 24% PRODUCCIÓN	3
PÉRDIDAS MENORES A 10% PRODUCCIÓN	1
FACTOR FLEXIBILIDAD OPERACIONAL (FO)	PUNTAJE
NO SE CUENTA CON STOCK PARA REPUESTOS	4
SE CUENTA CON STOCK PARCIAL PARA REPUESTO	2
SE CUENTA CON STOCK DISPONIBLE	1
COSTOS DE MANTENIMIENTO (CM)	PUNTAJE
MAYOR A 20 000USD	2
MENOS A 20 000USD	1
IMPACTO SEGURIDAD, HIGIENE Y AMBIENTE (SHA)	PUNTAJE
RIESGO ALTO DE PÉRDIDA DE VIDA	8
RIESGO MEDIO DE PÉRDIDA DE VIDA	6
RIESGO MÍNIMO DE PÉRDIDA DE VIDA	3
NO EXISTE RIESGDO DE PÉRDIDA DE VIDA	1

Nota. Tomada de (Parra & Crespo, 2012)

En la **Figura 1** se muestra la matriz de criticidad la cual permite jerarquizar los equipos en 3 grupos.

Figura 1
Matriz de Criticidad

4	MC	MC	C	C	C
3	MC	MC	MC	C	C
2	NC	NC	MC	C	C
1	NC	NC	NC	MC	C
	10	20	30	40	50

Nota. La matriz de Criticidad nos permite evaluar y priorizar la importancia de los activos o equipos dentro de un sistema. Tomada de (Parra & Crespo, 2012)

Donde:

NC: Área de equipos no críticos

MC: Área de equipos medio críticos

C: Área de equipos críticos

2.2.5.2. Funciones y parámetros de funciones

Según (Moubray, 1997) antes de implementar un proceso para determinar qué se debe hacer para garantizar que los activos físicos sigan comportándose como los usuarios desean en un entorno de producción, se deben hacer dos cosas. Decida qué tareas los usuarios quieren que realice la computadora y asegúrese de que la computadora satisfaga sus necesidades.

“El primer paso en el proceso de RCM es definir las funciones de cada activo en su contexto operacional, así como los parámetros de funcionamiento deseados. Los usuarios esperan que los activos puedan hacer dos cosas diferentes las funciones primarias son las que en primer lugar explican la razón detrás de la adquisición del bien. Esta categoría de funciones abarca aspectos como la velocidad, la producción, la capacidad de almacenaje o carga, la calidad del producto y el servicio al cliente y las funciones secundarias reconoce que se espera que cada activo cumpla con más que solo sus funciones básicas. Los usuarios también esperan cosas sobre la seguridad, el control, la contención, el confort, la integridad estructural, la economía, la protección, la eficiencia operacional, el cumplimiento de las regulaciones ambientales y hasta el aspecto del activo.” (Moubray, 1997, p.15)

2.2.5.3. Fallas funcionales

Según (Moubray, 1997) los objetivos del mantenimiento están determinados por las funciones y expectativas de funcionamiento del activo.

“El único hecho que puede hacer que un activo no pueda desempeñarse conforme a los parámetros requeridos por sus usuarios es alguna clase de falla. Esto sugiere que el mantenimiento cumple sus objetivos al adoptar una política apropiada para el manejo de una falla. Sin embargo, antes de aplicar una combinación adecuada de herramientas para el manejo de una falla, necesitamos identificar qué fallas pueden ocurrir” (Moubray, 1997, p. 15).

(Moubray, 1997) señala que la metodología RCM se realiza en dos niveles:

- a) Primero identifica los factores que contribuyeron a la falla.

b) En segundo lugar, se cuestiona que eventos pueden ocasionar que el activo falle.

Para (Moubray, 1997) en el mundo RCM, las fallas funcionales son estados de falla que ocurren cuando un activo no puede realizar una función de acuerdo con un parámetro de funcionamiento que el usuario considera aceptable.

2.2.5.4. Modo de Falla

“Una vez que se ha identificado cada falla funcional, el siguiente paso es tratar de encontrar todos los hechos que puedan haber sido responsables de cada estado de falla. Estos sucesos se conocen como modo de falla. Los modos de fallas razonablemente posibles, incluyen fallas que han ocurrido en equipos similares o similares operando en el mismo entorno, fallas que actualmente están siendo prevenidas por regímenes de mantenimiento existentes, y fallas que aún no han ocurrido, pero son consideradas altamente posibles en el contexto en cuestión.” (Moubray, 1997, p.15)

“La mayoría de las listas tradicionales de modos de falla incorporan fallas causadas por el deterioro o desgaste por uso normal. Sin embargo, para que todas las causas probables de fallas es los equipos puedan ser identificadas y resueltas adecuadamente, esta lista debería incluir fallas causadas por errores humanos (por parte de los operadores y el personal de mantenimiento), y errores de diseño. También es importante identificar la causa de cada falla con suficiente detalle para asegurarse de no desperdiciar tiempo y esfuerzo intentando tratar síntomas en lugar de causas reales. Por otro lado, es igualmente importante asegurarse de no malgastar el tiempo en el análisis mismo al concentrarse demasiado en los detalles” (Moubray, 1997, p.16)

“Un modo de falla podemos definirlo como la forma en la que un activo pierde la capacidad de desempeñar su función, o en otras palabras, la forma en que un activo falla. A cada modo de falla le corresponde una acción de mitigación o prevención, dentro del proceso de Administración del Riesgo estas acciones pueden ser orientadas a desviaciones del proceso, factores humanos, etc., o bien, como en este caso, donde el objetivo del FMECA es diseñar un plan de mantenimiento, a cada modo de falla le corresponderá una tarea de mantenimiento.” (Otero, 2010, p.5)

2.2.5.5. Efecto de falla

Según el autor (Moubray, 1997) se debe examinar cómo crear un listado de efectos de falla que describa lo que sucede con cada modo de falla en el cuarto paso del proceso de RCM. Este listado debe contener toda la data necesaria para respaldar la evaluación de las consecuencias de la falla, como:

- a) ¿Qué pruebas sugieren que la falla ha ocurrido?
- b) ¿De qué manera representa una amenaza ambiental o de seguridad?
- c) ¿De qué manera afecta la producción o las operaciones?
- d) ¿Cuáles son los daños físicos causados por la falla?
- e) ¿Qué se debe hacer para corregir la falla?

“Los efectos de la falla son considerados como la forma en la que la falla se manifiesta, es decir, como se ve perturbado el sistema ante la falla del equipo o activo, ya sea local o en otra parte del sistema, estas manifestaciones pueden ser: aumento / disminución de nivel, mayor / menor temperatura, activación de señales, alarmas o dispositivos de seguridad, entre otras; similarmente, se considera también la sintomatología de la falla, ruido, aumento de vibración, etc.” (Otero, 2010, p.3)

2.2.5.6. Consecuencias de la falla

“Estas son referidas a los impactos derivados de la falla en los diversos receptores de interés. Se consideran las consecuencias a la seguridad de las personas, medio ambiente y producción.” (Otero, 2010, p.3)

La metodología RCM considera que las consecuencias de las fallas son más importantes que las características técnicas de la falla, lo cual es una ventaja significativa. Además, reconoce que la intención de llevar a cabo cualquier tipo de mantenimiento preventivo es reducir las consecuencias de las fallas, no simplemente evitarlas por completo. Las consecuencias se clasifican en cuatro categorías según el proceso RCM:

- a) “Consecuencias de fallas ocultas; aunque las fallas ocultas no tienen un impacto directo, exponen a la organización a una serie de fallas graves y potencialmente catastróficas.” (Moubray, 1997, p.18)
- b) “Consecuencias ambientales y seguridad; una falla tiene consecuencias para la seguridad si puede dañar o causar la muerte a alguien. Si viola cualquier normativa o reglamento ambiental corporativo, regional, nacional o internacional, tendrá consecuencias ambientales.” (Moubray, 1997, p.18)
- c) “Consecuencias operacionales; si una falla afecta la producción, tiene consecuencias operacionales”. (Moubray, 1997, p.18)
- d) “Consecuencias no operacionales; las fallas de esta condición no tienen un impacto en la seguridad ni la producción; en cambio, solo implican el costo de reparación.” (Moubray, 1997, p.318)

2.2.6. TPM (Mantenimiento Productivo Total)

El Mantenimiento Productivo Total (TPM) es una filosofía de gestión y mejora continua que se centra en cómo mantener los equipos y maquinarias de una empresa o planta de producción de manera eficiente y eficiente. El Sistema de Producción de Toyota (TPS) lo desarrolló en Japón y se ha extendido a muchas industrias en todo el mundo.

El principio de TPM dice que todos los empleados, desde los directores hasta los operarios de máquinas, deben cuidar y mantener el equipo. El objetivo es reducir las pérdidas enlazadas con el rendimiento y la disponibilidad del equipo, lo que aumenta la productividad general del proceso de producción.

Los principios fundamentales del TPM incluyen:

- a) **Mantenimiento Autónomo:** Los operadores de máquinas se capacitan para realizar tareas de mantenimiento básico y preventivas, como limpieza, lubricación y detección temprana de problemas.
- b) **Mantenimiento planificado:** Las rutinas de mantenimiento preventivo y predictivo se establecen para reducir la probabilidad de fallas imprevistas.

- c) Mejoras Kaizen: Se fomenta una cultura de mejora continua en la que todos los empleados buscan constantemente métodos para reducir el desperdicio y optimizar los procesos.
- d) Formación y capacitación: Los empleados reciben capacitación para adquirir las habilidades y conocimientos necesarios para realizar de manera eficiente sus tareas de mantenimiento.
- e) Gestión temprana de problemas: ayuda a identificar y resolver problemas antes de que se conviertan en fallas mayores.
- f) Seguridad y calidad: Se centra en mantener altos estándares de seguridad y calidad, lo que aumenta la eficiencia y la confiabilidad en la producción.

Al implementar el TPM de manera efectiva, las empresas pueden lograr una mayor disponibilidad de equipos, reducción de costos de mantenimiento, mejora de la productividad y un ambiente de trabajo más seguro y organizado.

2.2.7. CBM (Mantenimiento Basado en la Condición)

El MBC utiliza datos y técnicas de monitoreo para evaluar el estado actual del equipo en lugar de realizar el mantenimiento en intervalos de tiempo predefinidos (como el mantenimiento preventivo). Según el tipo de equipo y sus características particulares, los datos pueden incluir mediciones de vibración, temperatura, presión, flujo y niveles de lubricante, entre otros.

Las ventajas del mantenimiento basado en la condición incluyen:

- a) Mayor vida útil de los activos: el mantenimiento proactivo se adapta a las condiciones de los equipos, lo que prolonga la vida útil de los activos y evita daños mayores.
- b) Reducción de costos: el mantenimiento innecesario se puede evitar y se pueden ahorrar más dinero.
- c) Menor tiempo de inactividad no planificada: al identificar problemas antes de que surjan, se evitan interrupciones imprevistas en la producción.
- d) Mejoras en la seguridad: Al mantener los equipos en condiciones óptimas, se reduce el riesgo de accidentes y problemas de seguridad.

2.2.8. Subestación Eléctrica

Según (Sabana Montero, 2019) la subestación eléctrica es el exterior físico de un nodo en un sistema de energía eléctrica, donde la energía se convierte en niveles de voltaje que cumplen con estándares de calidad específicos para el consumo, la distribución o el transporte.

Figura 2
Subestación eléctrica



Nota. Patio de maniobra de Sub Estación de Potencia. Tomada de (Calvo, 2020)

Para (Mejía, 1991) una subestación está formada por una serie de circuitos de entrada y salida que están conectados a un solo punto, el barraje de la subestación. El interruptor es la parte principal de un circuito, y para equipos de alta tensión, se complementa con transformadores de instrumentación, pararrayos y seccionadores, así como con sistemas secundarios como control, protección, comunicaciones y servicios auxiliares.

Las subestaciones según su tipo de aislante pueden ser: GIS, AIS e híbrido.

2.2.9. Subestación aislada en gas (GIS)

Las subestaciones aisladas en aire convencionales (AIS) difieren significativamente. La ventaja principal de las GIS es que sus dimensiones son muy pequeñas. El espacio que ocupa

una AIS con la misma tensión nominal y funciones tiene un GIS del 3 al 8 %. De manera similar, una GIS ocupa entre el 3 y el 12 % del área correspondiente a una AIS. Debido a que todas las partes vivas están aisladas, tienen alta confiabilidad porque protegen el aislamiento de cualquier influencia externa negativa.

Los sistemas con arquitectura modular brindan una gran flexibilidad porque permiten soluciones individuales que pueden adaptarse a cambios de necesidades en cualquier momento.

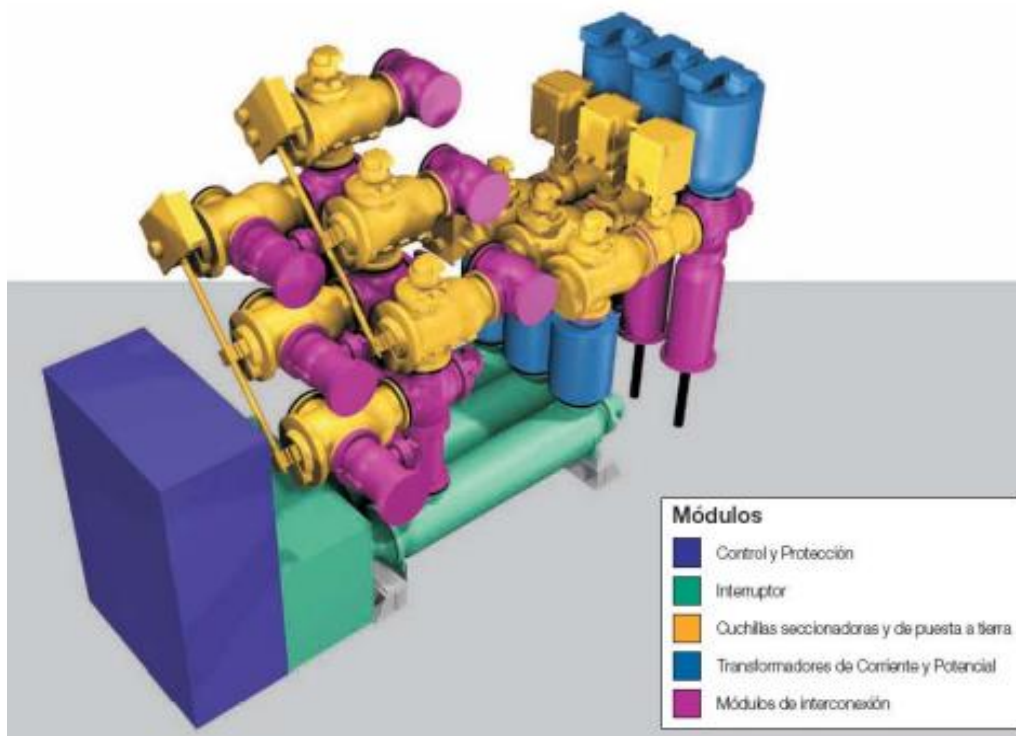
Debido a la utilización de mano de obra y materiales de alta calidad, tienen una larga vida útil con poco mantenimiento y servicio.

El uso de envolventes de aluminio de alta resistencia reduce la masa del sistema, lo que reduce los costos de cimentación y componentes de carga, lo que los hace económicos.

Son amigables con el medio ambiente porque el diseño compacto reduce significativamente el número de uniones y sellos, lo que reduce significativamente el índice de fuga, muy por debajo de los límites internacionales.

En la Figura 3, se muestran los módulos que componen una sub estación aislada en gas SF₆.

Figura 3
Bahía GIS



Nota: En una bahía GIS se utiliza el SF6 para aislar eléctricamente los componentes. Tomada de (Cabrera & Tapia, 2019)

“Es una subestación que contiene los mismos componentes de una subestación convencional (interruptores, seccionadores, transformadores de tensión, transformadores de corriente y pararrayos) dentro de un recubrimiento de metal (aluminio o acero) aterrizado. El gas SF6 se utiliza como medio aislante a una presión de 3 a 5 atmósferas.” (Sabana, 2019, p. 55)

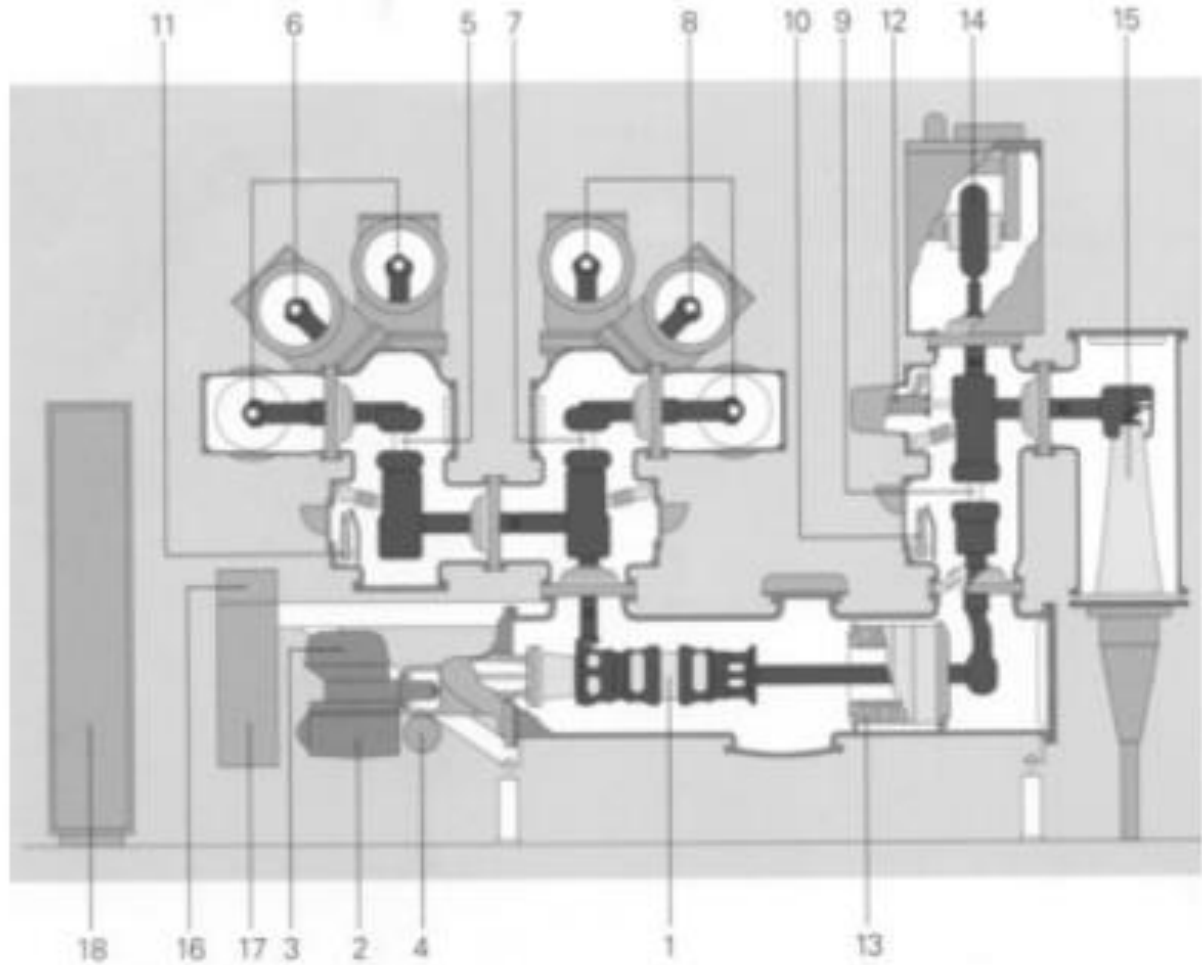
Figura 4
Subestación GIS



Nota. Fotografía tomada en el edificio GIS de la central termoeléctrica en Chilca.

A continuación, en la **Figura 5** se muestran los componentes de una Sub estación encapsulada en gas SF₆.

Figura 5
Componentes Sub estación GIS



Nota. Tomada de (Cabrera & Tapia, 2019)

En donde:

“1 Interruptor SF6.

2, 3 & 4 Componentes del mando del Interruptor SF6.

5 Seccionadores Barra I.

6 Barras Principales I.

7 Seccionadores Barra II.

8 Barras Principales II.

9 Seccionadores de Línea.

10, 11 & 12 Seccionadores de Puesta a Tierra.

13 Transformador de Corriente.

14 Transformador de Tensión.

15 Terminal del cable subterráneo.

16 Unidad de control del gas SF6.

17 Unidad de control del interruptor de SF6.

18 Tablero de comando y control local.” (Mendoza & Hau, 2010, p. 11)

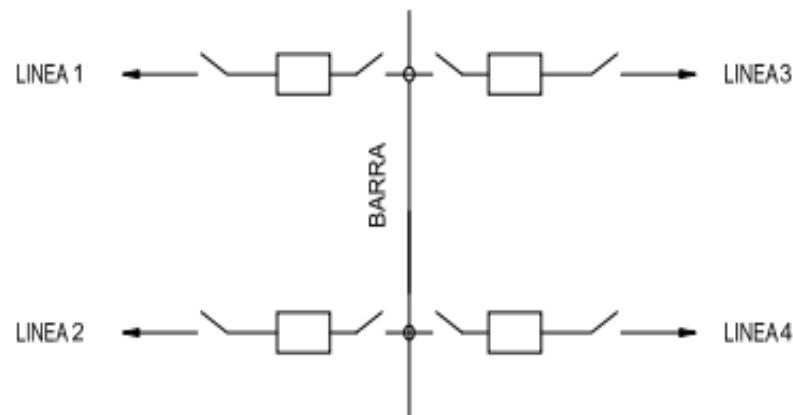
2.2.10. Topología de la Sub estación aislada en gas SF6

Las configuraciones disponibles para sub estaciones aisladas en gas SF6 en el país incluyen las siguientes:

a) Configuración de Barra Simple.

Figura 6

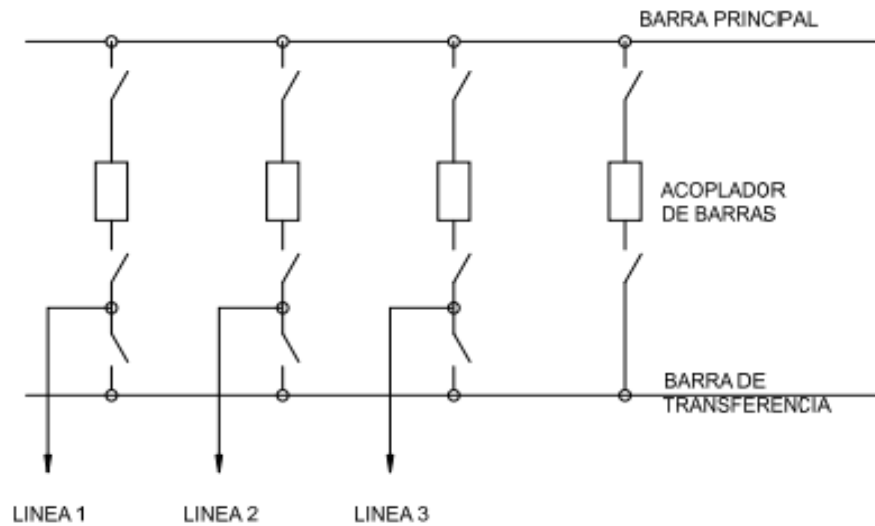
Configuración de Barra Simple



Nota. En esta configuración, hay una sola barra principal que conecta todos los equipos de la subestación. Tomada de (Flores T. , 2010)

b) Configuración de Barra Simple con Transferencia.

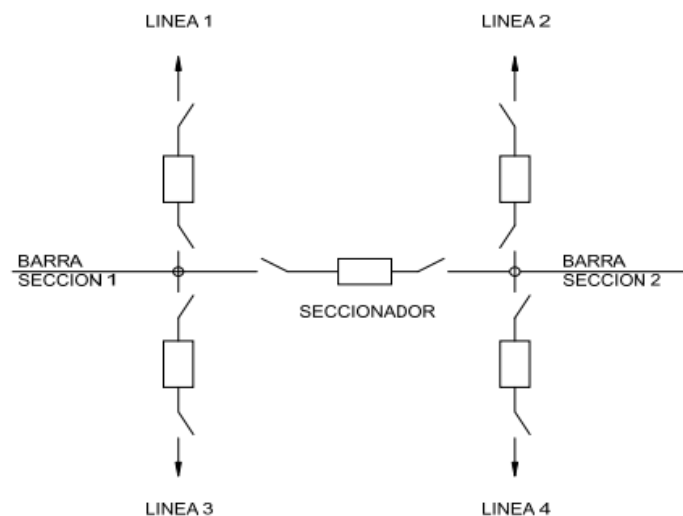
Figura 7
Configuración de Barra Simple con Transferencia



Nota. Esta configuración permite operaciones de mantenimiento o cambios en el sistema sin interrumpir por completo el suministro eléctrico. Tomada de (Flores T. , 2010)

c) Configuración de Barra Seccionada.

Figura 8
Configuración de Barra Seccionada

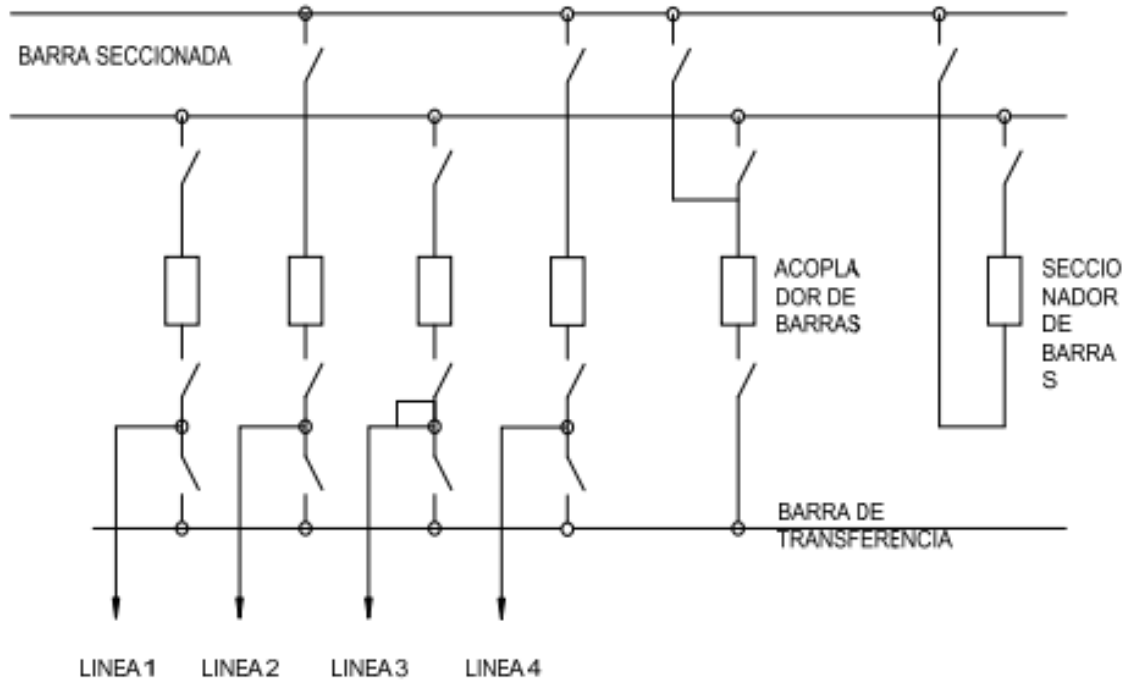


Nota. Tomada de (Flores T. , 2010)

d) Configuración de Barra Seccionada con Transferencia.

Figura 9

Configuración de Barra Seccionada con Transferencia

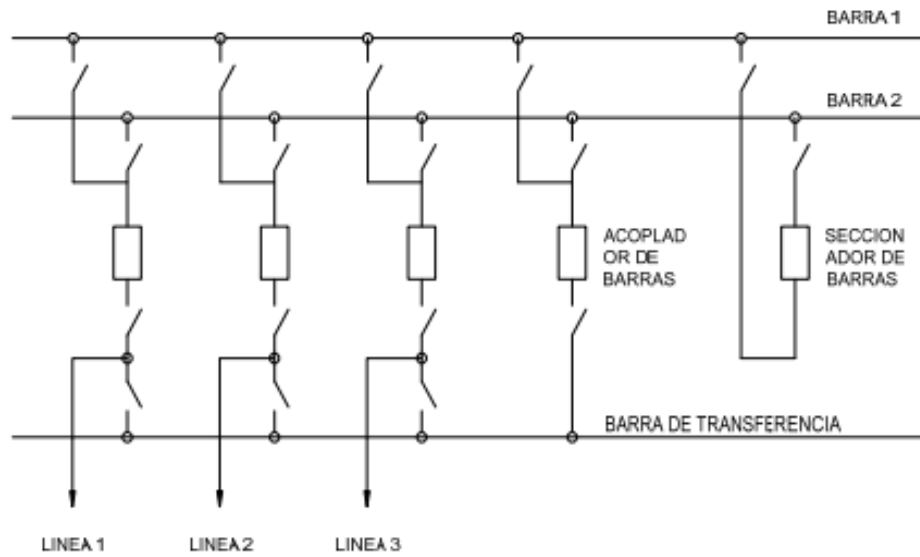


Nota. Tomada de (Flores T. , 2010, p. 18)

e) Configuración de Doble Barra con Transferencia

Figura 10

Configuración con doble barra de transferencia

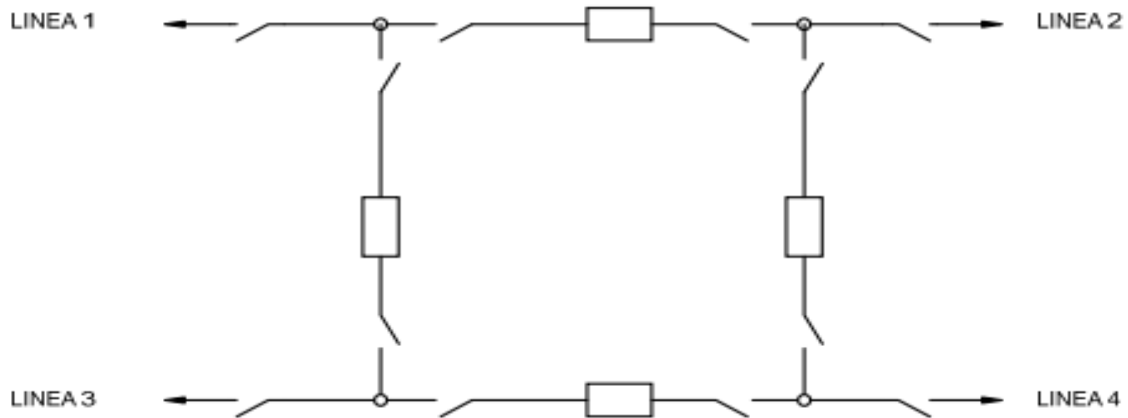


Nota. Tomada de (Flores T. , 2010)

f) Configuración de Anillo

Figura 11

Configuración de anillo

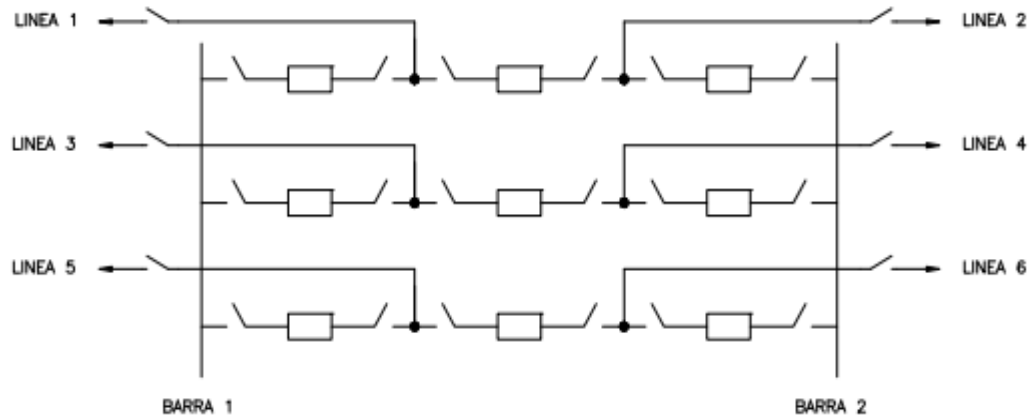


Nota. Tomada de (Flores T. , 2010)

g) Configuración de Interruptor y Medio (Doble juego de Barras con Interruptor y medio por salida)

Figura 12

Configuración de Interruptor y Medio (Doble juego de Barras con Interruptor y medio por salida)



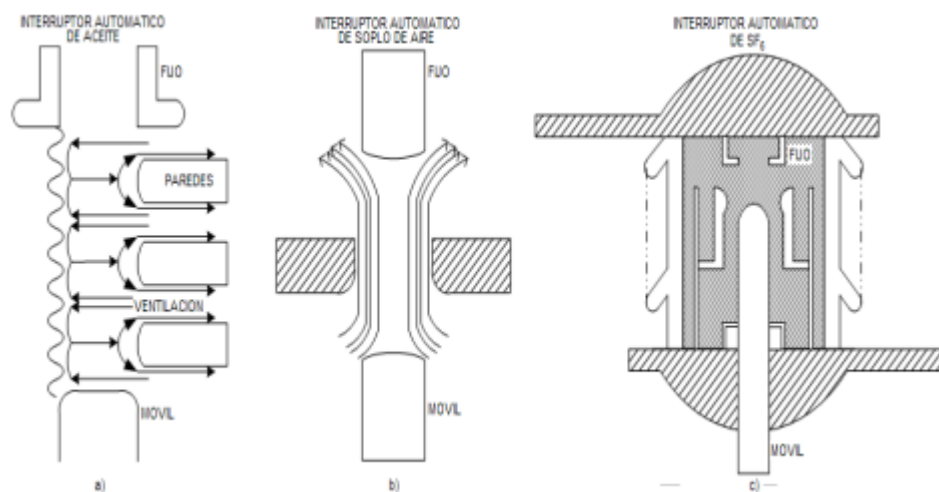
Nota. Tomada de (Flores T. , 2010)

2.2.11. Equipos principales

2.2.11.1. Interruptores de potencia

Los interruptores son dispositivos mecánicos de interrupción que tienen la capacidad de conducir, interrumpir y establecer corrientes en condiciones normales, así como de conducir en un lapso de tiempo determinado, interrumpir y establecer corrientes en circunstancias anormales, como cortocircuitos. Su función principal es conectar o desconectar líneas de transmisión, transformadores, reactores o barrajes de un sistema o circuito energizado. (Mejía Villegas, 2003)

Figura 13
Interruptores de Potencia Aislado en SF₆



Nota: Tomada de (Mendoza & Hau, 2010)

El aire no tiene la misma calidad de aislamiento que ciertos gases llamados electronegativos. Entre ellos se encuentra el hexafluoruro de azufre, o SF₆, que, debido a sus excelentes propiedades de aislamiento y propiedades de extinción de arco, ha sido muy utilizado en el diseño de aparatos eléctricos. Cuando está nuevo, son cinco veces más pesados que el aire, no tienen olor ni color, no se inflaman ni son tóxicos. El esfuerzo dieléctrico de este objeto es tres veces mayor que el del aire dieléctrico.

Se descompone parcialmente cuando se somete a un arco eléctrico. Cuando hay humedad e impurezas, se produce un desecho ácido que daña el metal y los sellos de aislamiento. La alúmina activada dentro de las cámaras de gas es un método efectivo para reducir los desechos.

Cuando se somete a un arco eléctrico, se descompone parcialmente. El desecho ácido se produce cuando hay humedad e impurezas, lo que daña el metal y los sellos de aislamiento. Un método efectivo para reducir los desechos es la alúmina activada dentro de las cámaras de gas.

Dado que los interruptores no se utilizan continuamente, estén abiertos o cerrados por largos períodos de tiempo, que pueden ir desde una hora hasta días, incluso meses, es común que la necesidad de mantenimiento de los interruptores no sea evidente. A medida que los

sistemas de transmisión se expanden y transportan mayor energía a mayores distancias, la necesidad de predecir la función adecuada de los interruptores aumenta.

Con el avance tecnológico, surgieron interruptores de bajo mantenimiento, pero esto no dio a los administradores del sistema más confianza en la confiabilidad de la operación. “De hecho, el interruptor es una pequeña caja negra. La única forma de estar seguro de su estado es abrirlo para una inspección física. Desafortunadamente, este método es muy costoso y debe reducirse a un mínimo para evitar un mantenimiento innecesario.” (Mendoza & Hau, 2010, p. 15)

2.2.11.2. Seccionadores

Para (Sabana, 2019) elegir y usar correctamente los seccionadores en sistemas de alta tensión, es importante considerar las características del sistema y la función que deben desempeñar.

Figura 14

Seccionador aislado en gas sf6



Nota: Este tipo de aislador se utiliza comúnmente en subestaciones eléctricas y líneas de transmisión para aislar y soportar las altas tensiones presentes en estos entornos. Tomada de (Mendoza & Hau, 2010)

Las características del sistema incluyen:

- a) “De naturaleza térmica y eléctrica: capacidad para conducir corrientes de carga y cortocircuito, resistencia a los esfuerzos dieléctricos, etc.” (Sabana, 2019, p. 22)

- b) “De naturaleza mecánica: esfuerzos debido a corrientes de cortocircuito, vientos, etc.; además del tipo de instalación que tendrá el seccionador, si es para uso interior o exterior.”
(Sabana, 2019, p. 22)

Los seccionadores pueden realizar muchas cosas en las redes eléctricas, pero su función más común es seccionar circuitos por obligación de operación o aislar partes del sistema (líneas o equipos) para mantenimiento.

2.2.11.3. Transformador de tensión

Según (Sabana, 2019) en sistemas con tensiones superiores a 600 V, las mediciones de voltaje se realizan normalmente a través de equipos conocidos como transformadores de voltaje en lugar de directamente en la red principal. Estos equipos tienen las siguientes metas:

- Aislar el circuito de alta tensión (primario) del circuito de baja tensión (secundario).
- El circuito de baja tensión debe replicar los efectos transitorios y de régimen permanente del circuito de alta tensión lo más fielmente posible.

Figura 15

Transformador de tensión aislado en gas sf6



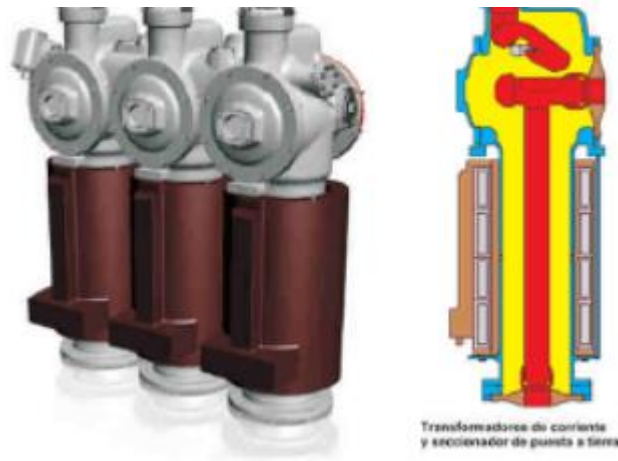
Nota: Estos transformadores están diseñados para ser precisos y confiables en entornos de alta tensión. Tomada de (Mendoza & Hau, 2010)

2.2.11.4. Transformador de corriente

Para (Mejía, 1991) los transformadores de corriente miden la corriente en los sistemas eléctricos. El circuito de alta tensión está conectado en serie a su devanado primario. Aunque se tenga en cuenta la carga conectada a su secundario, la impedancia del transformador de corriente desde el lado del devanado primario es insignificante en comparación con la del sistema en el que se instalará. De esta manera, el circuito de potencia determina la corriente que circulará en el primario de los transformadores de corriente.

Figura 16

Transformador de corriente aislado en gas sf6



Nota. Dispositivo utilizado en sistemas eléctricos para medir y transformar corrientes de alto voltaje a corrientes de menor voltaje, permitiendo la monitorización y protección de equipos. Tomada de (Mendoza & Hau, 2010)

2.2.11.5. Pararrayos

De acuerdo con el autor (Mejía, 1991), los pararrayos brindan protección a los dispositivos contra las subestaciones de sobretensiones. Se construyeron inicialmente con resistencias no lineales de carburo de silicio (SiC) y descargadores; sin embargo, recientemente han sido reemplazados por pararrayos que se construyen con resistencias no lineales de óxido de zinc (ZnO) sin descargadores.

Figura 17

Pararrayos aislados en gas SF₆



Nota: Ayuda a mantener la estabilidad y confiabilidad de los sistemas eléctricos al mitigar los efectos dañinos de las sobretensiones, proporcionando así una capa adicional de protección contra posibles fallos o daños causados por fluctuaciones repentinas de voltaje. Tomada de (Mendoza & Hau, 2010)

2.2.11.6. Compartimentos de gas SF₆

Los compartimentos de gas SF₆ en una son unidades o espacios sellados dentro de la subestación que contienen el gas hexafluoruro de azufre (SF₆) utilizado como medio aislante y para la extinción de arcos eléctricos en equipos de alta tensión.

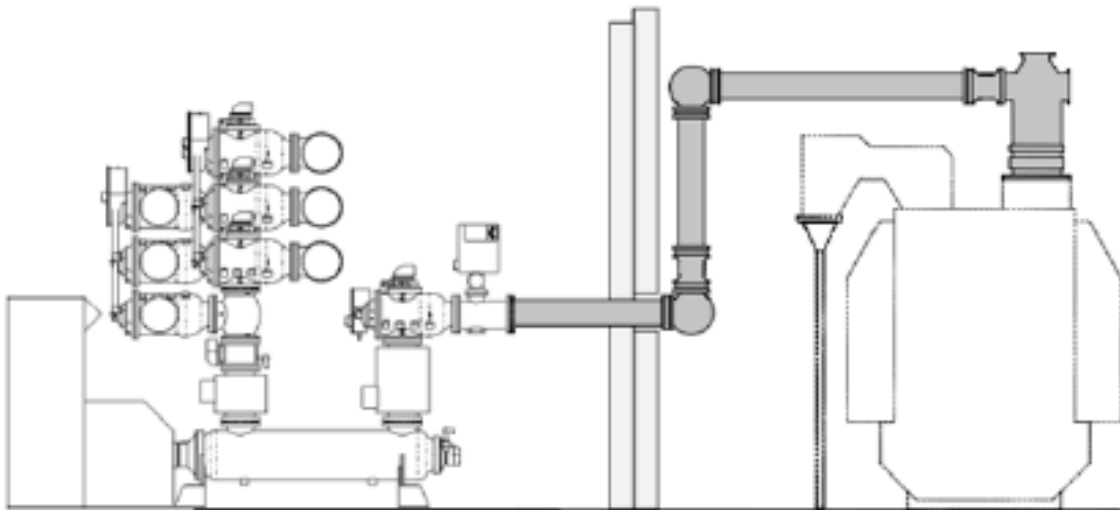
Una GIS típica consta de los siguientes compartimentos de gas SF₆:

- a) Compartimento de interruptores: En este compartimento se encuentran los interruptores de alta tensión, que son necesarios para abrir y cerrar circuitos eléctricos. Estos interruptores, del tipo interruptor-seccionador o interruptor de potencia, protegen y controlan el sistema eléctrico.
- b) Compartimento de barras: este compartimento contiene barras colectoras que conectan varios equipos y componentes de la subestación, como interruptores, transformadores, entre otros. La subestación recibe energía eléctrica de las barras colectoras.
- c) Compartimento de transformadores: Los transformadores de potencia se utilizan aquí para cambiar los niveles de tensión entre los circuitos de alta y baja tensión.

- d) Compartimento de medición y protección: En este espacio se encuentran los equipos de medición y protección, como relés, medidores de corriente y tensión y sistemas de control y monitoreo, que garantizan que la subestación funcione de manera segura y eficiente.
- e) Compartimento de conexión de cables: este espacio conecta los cables de entrada y salida de la subestación, lo que permite que se conecte a otras subestaciones o redes eléctricas.

Cada uno de estos espacios está construido y sellado herméticamente para evitar fugas de gas SF₆ y garantizar un buen aislamiento eléctrico. Además, se utilizan dispositivos de monitoreo y detección para verificar el estado del gas SF₆ y garantizar que la subestación funcione de manera segura y eficiente.

Figura 18
Compartimento de paso



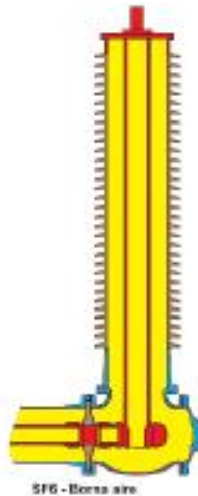
Nota: Cada uno de estos compartimentos está diseñado para contener el gas SF₆ de manera segura y proporcionar el aislamiento eléctrico necesario para el funcionamiento de los equipos. Tomada de (Mendoza & Hau, 2010)

Figura 19
Compartimentos de paso a líneas aéreas



Nota: Tomada de (Mendoza & Hau, 2010)

Figura 20
Compartimento para cables de potencia



Nota: Tomada de (Mendoza & Hau, 2010)

CAPITULO III
VARIABLES.

3.1. Operacionalización de las variables

Tabla 2
Operacionalización de variables

Variables	Definición conceptual	Definición operacional	Dimensión	Indicador
Independiente Plan de mantenimiento preventivo basado en tecnología RCM para los equipos críticos.	Un plan de mantenimiento basado en. RCM es una metodología utilizada para desarrollar este tipo de plan, centrándose en maximizar la confiabilidad operativa y la disponibilidad de los equipos críticos, al tiempo que se optimizan los recursos y costos asociados.	Se diseñará un plan de mantenimiento preventivo para la subestación encapsulada en gas SF6 basado en tecnología RCM	Eficiencia del plan de mantenimiento	Costo total del mantenimiento
			Efectividad del plan de mantenimiento	Tasa de reducción de fallas
			Cobertura del plan de mantenimiento	Porcentaje de equipos incluidos en el plan
Dependiente Mejorar la confiabilidad operativa de una subestación encapsulada en gas SF6 em una central termoelectrica	En una central termoelectrica, mejorar la confiabilidad operativa de una subestación encapsulada en gas SF6 implica un enfoque integral y proactivo que busca garantizar un funcionamiento óptimo y confiable de la subestación, lo que contribuye a una operación más segura y eficiente de toda la instalación termoelectrica.	Se prevé obtener una mejora en la confiabilidad de los equipos críticos de la subestación encapsulada en gas SF6.	Confiabilidad de equipos críticos	Tiempo medio entre fallas
			Confiabilidad de equipos críticos	Tiempo medio para reparar
			Confiabilidad de equipos críticos	Índice de confiabilidad

Nota. Elaboración del autor.

CAPITULO IV METODOLOGÍA.

4.1. Descripción de la metodología

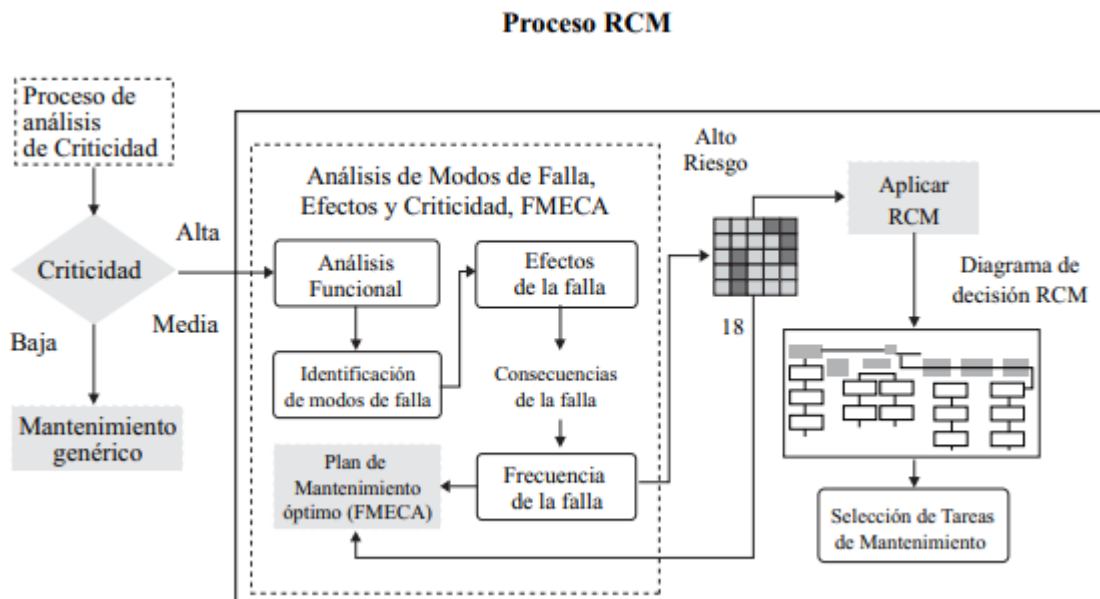
Según (Rivera, 2019) para iniciar el proceso de implementación del mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM), es necesario evaluar el desempeño previo del equipo natural de trabajo.

Para (Da Costa, 2010) se debe seguir una serie de pautas o indicaciones para garantizar que un proceso de RCM se implemente correctamente en una institución pública o privada. El primer paso es determinar qué sistemas y subsistemas se incluirán directamente en el plan de mantenimiento basado en RCM.

Se debe crear un plan efectivo para lograr el objetivo y la correcta aplicación de una estrategia específica. Según, los componentes esenciales del proceso de planificación son:

- a) Determine y seleccione los sistemas que recibirán beneficios técnicos de mantenimiento de la metodología RCM.
- b) Analizar todos los recursos que se requieren para implementar el proceso RCM.
- c) El rendimiento adecuado y efectivo de las máquinas intervenidas debe justificar la adquisición e implementación de una herramienta de mantenimiento enfocada en la confiabilidad.
- d) Garantizar que el contexto operacional del sistema sea adecuado.

Figura 21
Implantación del RCM



Nota. Tomada de (Parra & Crespo, 2012)

4.2. Implementación de la investigación

4.2.1. Criterios para evaluar la criticidad de equipos

Los subsistemas que conforman el proceso se obtendrán considerando los criterios de la Tabla 1.

4.2.2. Indicadores de gestión del mantenimiento

“Cuando se analiza un proceso, se observan diversos estados en los cuales la productividad se encuentra dentro de los parámetros aceptables por la empresa, o, por el contrario, periodos donde la productividad es nula, los cuales están relacionados directamente con la existencia o no de estados de falla en el sistema. Para definir estos estados de falla, han surgidos diferentes parámetros que vinculan el estado de falla con la periodicidad de ocurrencia. A continuación, se presentan los parámetros principales que definen cada estado de falla” (Cabrera & Tapia, 2019, p. 26)

a) Tiempo medio entre fallas

Es el tiempo promedio que transcurre entre dos averías seguidas, es decir, cuántas horas de operación transcurren entre dos averías.

$$MTBF = \frac{\textit{Tiempo operacional}}{\textit{N}^\circ \textit{ averías}} \dots \dots \dots (3)$$

b) Tiempo medio entre reparación

Es el tiempo medio que la máquina (o la línea o la factoría) está parada. El cálculo se realiza de la siguiente manera:

$$MTTR = \frac{\textit{Horas de avería}}{\textit{N}^\circ \textit{ averías}} \dots \dots \dots (4)$$

Sugiere la eficacia de los servicios de mantenimiento en la solución de averías y sus dificultades técnicas.

c) Disponibilidad

“La probabilidad de que el equipo funcione satisfactoriamente en el momento requerido después del inicio de la operación bajo condiciones estables se conoce como disponibilidad. El tiempo total considerado incluye el tiempo de operación, el tiempo activo de reparación, el tiempo inactivo, el tiempo de mantenimiento preventivo (en algunos casos), el tiempo administrativo, el tiempo de funcionamiento sin producir y el tiempo logístico. La siguiente es la relación de disponibilidad:” (Ochoa, 2022, p. 81)

$$D = \frac{MTBF}{MTBF+MTTR} \dots \dots \dots (5)$$

“Es una característica que resume cuantitativamente el perfil de funcionalidad de un equipo. La mayoría de los usuarios afirman que necesitan un equipo disponible y seguro. Hay dos formas de lograrlo: uno es crear un equipo que sea fácil de recuperar cuando falla, y el otro es construir un equipo que sea confiable y, por lo tanto, demasiado costoso.” (Flores & Gastelu, 2016, p. 3)

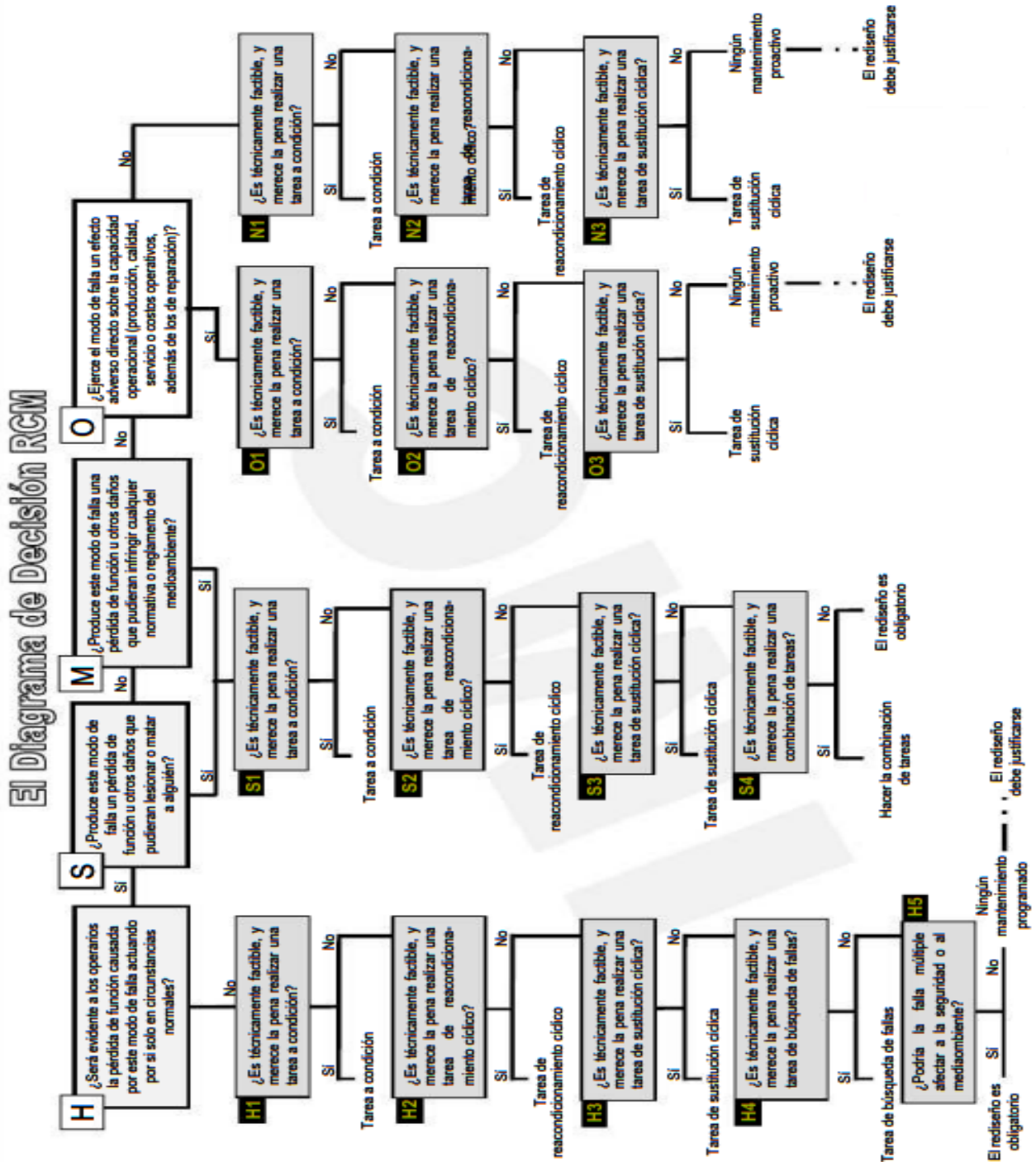
4.2.3. Árbol lógico de decisiones del RCM

Después de completar el análisis de modos y efecto de falla (AMEF), el equipo natural de trabajo deberá utilizar el árbol lógico de decisión del RCM para elegir el tipo de actividad de mantenimiento que ayude a prevenir los efectos potenciales de cada modo de falla. El árbol lógico de decisión del RCM es una herramienta creada por el RCM que permite elegir el tipo de actividad de mantenimiento más adecuado para evitar los efectos potenciales de cada modo de falla.

“Luego de seleccionar el tipo de actividad de mantenimiento a partir del árbol lógico de decisión, se tiene que especificar la acción de mantenimiento a ejecutar asociada al tipo actividad de mantenimiento seleccionada, con su respectiva frecuencia de ejecución, teniendo en cuenta que uno de los objetivos principales del RCM es evitar o al menos reducir las posibles consecuencias a la seguridad humana, el ambiente y a las operaciones, que traerán consigo la aparición de los distintos modos de falla. El equipo de trabajo debe de identificar el tipo de actividad de mantenimiento, apoyándose en el árbol lógico del RCM. Tras seleccionar el tipo de actividad adecuada, se procede a especificar la acción de mantenimiento concreta a ejecutar y la frecuencia de ejecución de la misma.” (Rivera, 2019, p. 355)

“El RCM clasifica las actividades de mantenimiento en dos grandes grupos: las actividades preventivas (proactivas) y las actividades correctivas, estas últimas, se ejecutarán solo en el caso de no encontrar una actividad efectiva de mantenimiento preventivo. Cada grupo de actividades de mantenimiento tiene su respectivo tipo de tareas de mantenimiento” (Rivera, 2019, p. 356)

Figura 22
Diagrama de decisión RCM



Nota. Esta herramienta nos ayuda en el proceso de tomar decisiones sobre las estrategias de mantenimiento que se aplicarán a equipos críticos. Tomada de (Parra & Crespo, 2012)

4.2.4. Hoja de información RCM

La hoja de Información es un documento breve que detalla aspectos esenciales sobre equipos o procesos a mantener. Contiene datos como descripciones, procedimientos, riesgos y recomendaciones para garantizar la eficiencia y seguridad en las labores de mantenimiento. Este resumen conciso proporciona una visión general, incluyendo información clave para llevar a cabo tareas de manera efectiva y minimizar posibles fallos. Su objetivo es ofrecer una guía rápida y práctica para el personal encargado, optimizando la ejecución de trabajos de mantenimiento.

Figura 23
Hoja de Información RCM

HOJA DE INFORMACIÓN RCM				SISTEMA:			
FUNCIÓN	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA		EFECTO DE FALLA			
1	1.A.	1					
		2					
		3					
	1.B.	1					
		2					
		3					
		4					

Nota. Adaptada de (Calvo, 2020)

4.2.5. Hoja de decisión RCM

La hoja de decisión de RCM integra todos los procesos de decisión en una estructura estratégica única y se aplica a cada uno de los modos de falla críticos de acuerdo con las determinaciones del NPR que se encuentran en la Hoja de Información RCM para los equipos críticos.

Figura 24
Hoja de decisión RCM

HOJA DE DECISIÓN RCM												SISTEMA:					
REFERENCIA DE INF		EVALUACIÓN DE LA						ACCIÓN A FALTA DE						TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZAR POR	
		H1	H2	H3	S1	S2	S3	O1	O3	O3	H4	H5	H6				
F	FF	FM	H	S	E	O	N1	N2	N3	H4	H5	H6					

Nota. Adaptada de (Parra & Crespo, 2012)

En esta etapa del análisis, se integran finalmente las consecuencias y las responsabilidades, y podemos responder a las tres preguntas finales de la metodología RCM:

- a) ¿Qué importa si no funciona?
- b) ¿Cuáles son los medios para anticipar o evitar cada error?
- c) ¿Qué debe hacerse si no encuentra una tarea de manera proactiva?
- d) ¿Es apropiado?

El uso de la hoja de decisiones permite registrar las respuestas a las preguntas planteadas en el árbol de decisiones y establecer:

- a) “Qué tipo de mantenimiento de rutina se llevará a cabo (si existe), con qué frecuencia se llevará a cabo (opinión profesional, manual) y quién será el responsable de llevarlo a cabo (OP: operario, MEC: mecánico, ELEC: electricista, INST: instrumentista o externo por contrato). En este punto, utilizando los datos de vida útil de los equipos para determinar sus factores característicos de vida útil.” (Ochoa, 2022, p. 93)
- b) “Las fallas que son tan graves que justifican el rediseño serán delegadas al personal de Ingeniería de Mantenimiento para su aprobación, ejecución y discusión.” (Ochoa, 2022, p. 93)

4.2.6. Análisis de Criticidad

Las probabilidades de falla y los niveles de severidad de cada equipo en estudio se toman en cuenta para crear la matriz de criticidad y la clasificación de riesgos.

“La probabilidad de falla está relacionada con la cantidad de fallas en un tiempo determinado del equipo o máquina; para el desarrollo del proyecto, se consideró un período de 12 meses de estudio. Por otro lado, la severidad es la suma de los siguientes criterios:

- a) Su falla afecta a la función de la línea.
- b) Tiempo de reparación y logística.
- c) Costos de reparación.
- d) Su falla afecta a la seguridad de las personas.
- e) Su falla es evidente para el operario.” (Ochoa, 2022, p. 96)

4.2.7. Distribución weibull de dos parámetros

“Es una distribución flexible donde su tasa de falla puede ser decreciente, constante o creciente dependiendo de sus parámetros. Normalmente se define con dos parámetros: el parámetro de forma β que tiene efecto sobre la forma de la distribución y el parámetro de escala η que afecta la escala del tiempo de vida” (Cornejo, 2017, p. 26).

Según (Cornejo, 2017) la teoría de valores extremos, la distribución de Weibull se puede usar para representar el mínimo de una gran cantidad de variables aleatorias positivas que no están relacionadas con una distribución específica: como una falla en un sistema con muchos componentes en serie y mecanismos de falla aproximadamente independientes en cada uno.

De acuerdo con (Cornejo, 2017) las principales funciones son:

Distribución de densidad de probabilidad:

$$f(t) = \frac{\beta}{n} \left(\frac{t}{n}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t}{n}\right)^\beta} \dots \dots \dots (6)$$

Infiabilidad:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{n}\right)^\beta} \dots \dots \dots (7)$$

Confiabilidad:

$$F(t) = e^{-\left(\frac{t}{n}\right)^\beta} \dots \dots \dots (8)$$

4.2.8. Hoja de información

Figura 25

Hoja de información RCM

Nota. La hoja de información recolecta información de; los sub sistemas, funciones, fallas funcionales, modos de falla y los efectos de falla. Elaborada por el autor

4.3. Resultados

4.3.1. Diagnóstico de criticidad de equipos

De la **Tabla 1**, se obtienen las puntuaciones para los diferentes equipos principales de una subestación aislada en gas SF6.

Tabla 3
Análisis de Criticidad

N ^o	COD	EQUIPO	IMPACTO OPERACIONAL (IO)	FLEXIBILIDAD OPERACIONAL (FO)	COSTO DE MANTENIMIENTO (CM)	SEGURIDAD E HIGIENE AMBIENTAL (SHA)	FACTOR DE FRECUENCIA (FF)	CRITICIDAD TOTAL POR RIESGO (CTR)
1	BAY-01-TT-001	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN	5	2	1	6	3	17
2	BAY-02-TT-001	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN	5	2	1	6	3	17
3	BAY-03-TT-001	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN	5	2	1	6	3	17
4	BAY-04-TT-001	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN	5	2	1	6	3	17
5	BAY-01-TC-001	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	5	2	1	6	3	17
6	BAY-02-TC-001	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	5	2	1	6	3	17
7	BAY-03-TC-001	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	5	2	1	6	3	17

8	BAY-04-TC-001	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	5	2	1	6	3	17
9	BAY-01-IP-R-001	INTERRUPTOR DE POTENCIA	7	4	2	6	3	36
10	BAY-01-IP-S-001	INTERRUPTOR DE POTENCIA	7	4	2	6	3	36
11	BAY-01-IP-T-001	INTERRUPTOR DE POTENCIA	7	4	2	6	3	36
12	BAY-02-IP-R-001	INTERRUPTOR DE POTENCIA	7	4	2	6	3	36
13	BAY-02-IP-S-001	INTERRUPTOR DE POTENCIA	7	4	2	6	3	36
14	BAY-02-IP-T-001	INTERRUPTOR DE POTENCIA	7	4	2	6	3	36
15	BAY-03-IP-R-001	INTERRUPTOR DE POTENCIA	7	4	2	6	3	36
16	BAY-03-IP-S-001	INTERRUPTOR DE POTENCIA	7	4	2	6	3	36
17	BAY-03-IP-T-001	INTERRUPTOR DE POTENCIA	7	4	2	6	3	36
18	BAY-04-IP-R-001	INTERRUPTOR DE POTENCIA	7	4	2	6	3	36
19	BAY-04-IP-S-001	INTERRUPTOR DE POTENCIA	7	4	2	6	3	36

20	BAY-04-IP-T-001	INTERRUPTOR DE POTENCIA	7	4	2	6	3	36
21	BAY-01-CG-R-001	COMPARTIMENTO DE GAS SF6	7	2	2	3	3	19
22	BAY-01-CG-S-001	COMPARTIMENTO DE GAS SF6	7	2	2	3	3	19
23	BAY-01-CG-T-001	COMPARTIMENTO DE GAS SF6	7	2	2	3	3	19
24	BAY-02-CG-R-001	COMPARTIMENTO DE GAS SF6	7	2	2	3	3	19
25	BAY-02-CG-S-001	COMPARTIMENTO DE GAS SF6	7	2	2	3	3	19
26	BAY-02-CG-T-001	COMPARTIMENTO DE GAS SF6	7	2	2	3	3	19
27	BAY-03-CG-R-001	COMPARTIMENTO DE GAS SF6	7	2	2	3	3	19
28	BAY-03-CG-S-001	COMPARTIMENTO DE GAS SF6	7	2	2	3	3	19
29	BAY-03-CG-T-001	COMPARTIMENTO DE GAS SF6	7	2	2	3	3	19
30	BAY-04-CG-R-001	COMPARTIMENTO DE GAS SF6	7	2	2	3	3	19
31	BAY-04-CG-S-001	COMPARTIMENTO DE GAS SF6	7	2	2	3	3	19

3	BAY-04-	COMPARTIM						
2	CG-T-001	ENTO DE GAS SF6	7	2	2	3	3	19

Nota. Elaborada por el autor.

Con los resultados, se determinó que los interruptores de potencia son los equipos más críticos; por lo que se le diseñará un plan de Mantenimiento basado en metodología RCM para mejorar su plan de mantenimiento.

4.3.2. Documentación y diagnóstico de estado actual de los equipos críticos.

Los datos fueron tomados del **Anexo 3**, mantenimientos que se realizaron en la central termoeléctrica comprendidos en los años 2022-2023.

Tabla 4
Histórico de Fallas

ITEM	FECHA	MOTIVO DEL MANTTO	HORÓMETRO (HORAS)
1	14/02/2022	PRESENCIA DE PPMV H2O EN COMPARTIMENTOS DE GAS	1050
2	06/06/2022	DAÑOS DE CONTACTOS POR ARCO ELÉCTRICO	3738
3	31/12/2022	FALTA DE REFRIGERANTE EN BOBINA DE DISPARO	8660
4	18/03/2023	PRESENCIA DE GRASA EN CABLES DE CONTROL	9708
5	23/06/2023	FALTA DE ENGRASE EN MECANISMOS DE APERTURA	12036
6	26/09/2023	CONTROL DE FUGA SF6	14244

Nota. Tomada del registro de mantenimientos realizados por SIENERG S.A.C en la central Termoeléctrica.

Figura 26
Diagnóstico de interruptores de potencia

HOJA DE INFORMACIÓN RCM				SISTEMA:
				INTERRUPTOR DE POTENCIA AISLADO EN GAS SF6
FUNCIÓN	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA		EFFECTO DE FALLA
1 APERTURA Y CIERRE DE INTERRUPTOR	1.A. APERTURAR O CERRAR INCORRECTAMENTE EL INTERRUPTOR DE POTENCIA	1	DESGASTE DE COMPONENTES MECÁNICOS	RESISTENCIA MECÁNICA ESTO PUEDE HACER QUE LA OPERACIÓN DEL INTERRUPTOR SE VE AFECTADA PARA APERTURAR O CERRAR DE MANERA EFICIENTE, TIEMPO DE PARA DE EQUIPO PARA REPARACIÓN 3 DÍAS
		2	CONTAMINACIÓN DE GAS SF6	DISMINUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE AISLANTE ESTO CONLLEVA A QUE EL GAS PODRÍA NO SER TAN EFECTIVO AL MOMENTO DE MANTENER SEPARADOS LOS CONTACTOS DEL INTERRUPTOR, TIEMPO DE EXTRACCIÓN DE GAS, ANÁLISIS DE GAS, TRATAMIENTO Y LLENADO DE GAS 7 DÍAS
		3	DEFICIENCIA EN EL SISTEMA DE CONTROL	RETARDO EN LA APERTURA O CIERRE DEL INTERRUPTOR AUMENTANDO EL RIESGO DE DAÑOS EN EL EQUIPO O FALTA DE AISLAMIENTO EN SITUACIONES CRÍTICAS, TIEMPO DE REPARACIÓN 4 DÍAS
	1.B. NO APERTURAR O CERRAR EL INTERRUPTOR DE POTENCIA	1	SOBRECARGA DE CORRIENTE	FUSIÓN EN LOS CONTACTOS PUEDE OCASIONAR QUE NO APERTURE O CIERRE EL INTERRUPTOR, TIEMPO DE REPARACIÓN 3 DÍAS
		2	ARCO ELÉCTRICO	GENERACIÓN DE GASES Y OTROS PRODUCTOS DE DESCOMPOSICIÓN PUEDEN LLEGAR A CORROER EL SISTEMA, TIEMPO DE REPARACIÓN 7 DÍAS
		3	DESGASTE DE CONTACTOS	CAUSA IRREGULARIDADES EN LA OPERACIÓN DEL INTERRUPTOR, TIEMPO DE REPARACIÓN 3 DÍAS
		4	ROTURA DE CABLES DE CONTROL	PARADA DE EQUIPO DEBIDO A LA PÉRDIDA DE TRANSMISIÓN DE SEÑAL, TIEMPO DE REPARACIÓN 4 DÍAS
	2 EXTINCIÓN DE ARCO ELÉCTRICO	2.A. NO EXTINGUE EL ARCO ELÉCTRICO	1	FUGA DE GAS SF6
2			ACCIONAMIENTO DE CONTROL	NO SINCRONIZA LA OPERACIÓN POR ENDE NO EXTINGUE EL ARCO ELÉCTRICO, TIEMPO DE REPARACIÓN 3 DÍAS
2.B. NO EXTINGUE DE MANERA EFICAZ EL ARCO ELÉCTRICO		1	CONTAMINACIÓN DE GAS SF6	PRESENCIA DE CONTAMINANTES AFECTA LA CAPACIDAD DE EXTINGUIR DE MANERA EFICAZ UN ARCO ELÉCTRICO, TIEMPO DE REPARACIÓN 7 DÍAS
		2	CONDICIONES AMBIENTALES ADVERSAS	LA ALTA HÚMEDAD DEBIDO A LA CERCANÍA DEL MAR AFECTA LA CAPACIDAD AISLANTE DEL GAS SF6 POR LO QUE REDUCE LA EFICACIA DE LA CAPACIDAD DE AISLAMIENTO, TIEMPO DE REPARACIÓN 7 DÍAS

Nota. Elaborado por el autor

4.3.3. Establecimiento de indicadores de mantenimiento

En la Tabla 5, se muestran los resultados luego de colocar las fórmulas (6), (7) y (8) en una hoja de Excel.

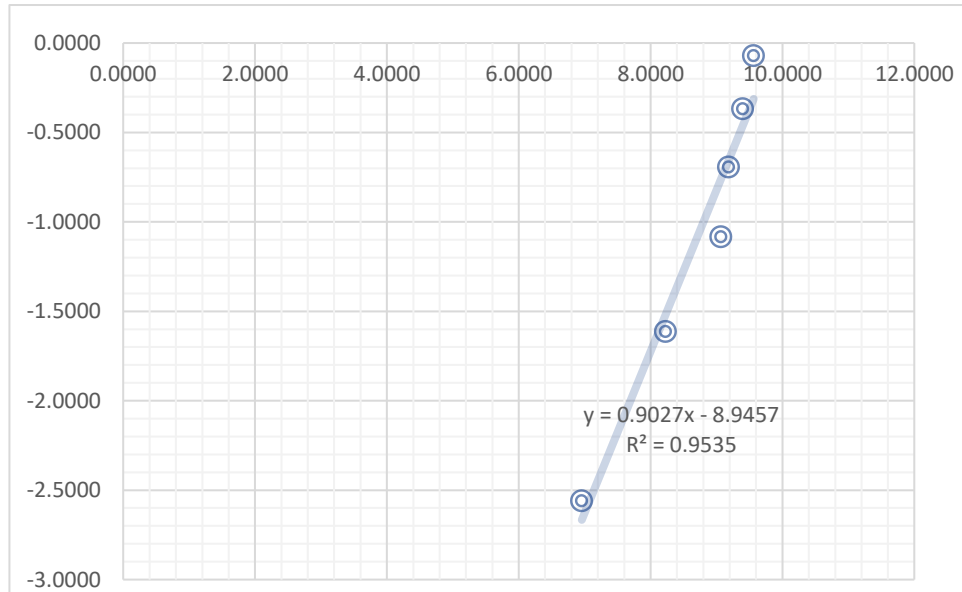
Tabla 5
Distribución de Weibull

NÚMERO DE FALLAS	HORAS PARA LA FALLA	PROBABILIDAD DE FALLA	Ln(ti)	LN(-LN(1-ti))	CONFIABILIDAD	INFIABILIDAD
i	(ti)	RM = F(t)	X	Y		
1	1050	0.0745	6.9565	-2.5589	93%	7%
2	3738	0.1809	8.2263	-1.6120	80%	20%
3	8660	0.2872	9.0665	-1.0829	63%	37%
4	9708	0.3936	9.1807	-0.6927	60%	40%
5	12036	0.5000	9.3957	-0.3665	53%	47%
6	14244	0.6064	9.5641	-0.0700	48%	52%

Nota. Adaptada de (Ochoa, 2022)

Con los valores X e Y, calcularemos los parámetros de tendencia lineal, así como también el coeficiente de correlación (R).

Figura 27
Gráfica de Weibull



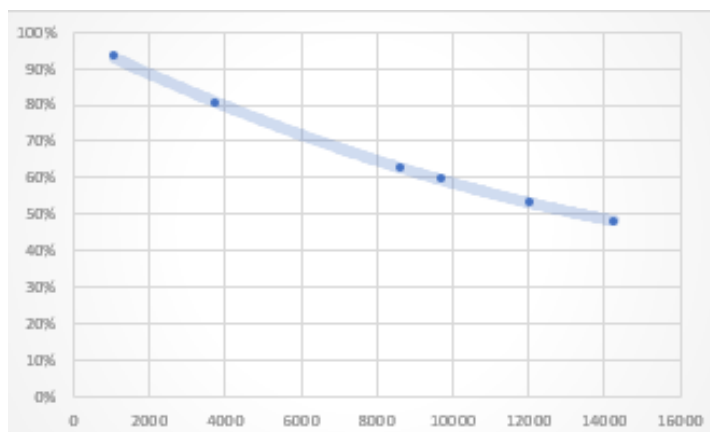
Nota. El diagrama de Weibull es una representación visual de la distribución de probabilidad de una variable aleatoria continua. Donde X: Tiempo e Y: Probabilidad de Falla. Adaptada de (Ochoa, 2022)

Con los valores obtenidos se deduce que:

- a) Parámetro de forma $\beta = 0.9027$
- b) Coeficiente de correlación $R = 0.9535$
- c) $MTBF = 21150$ horas

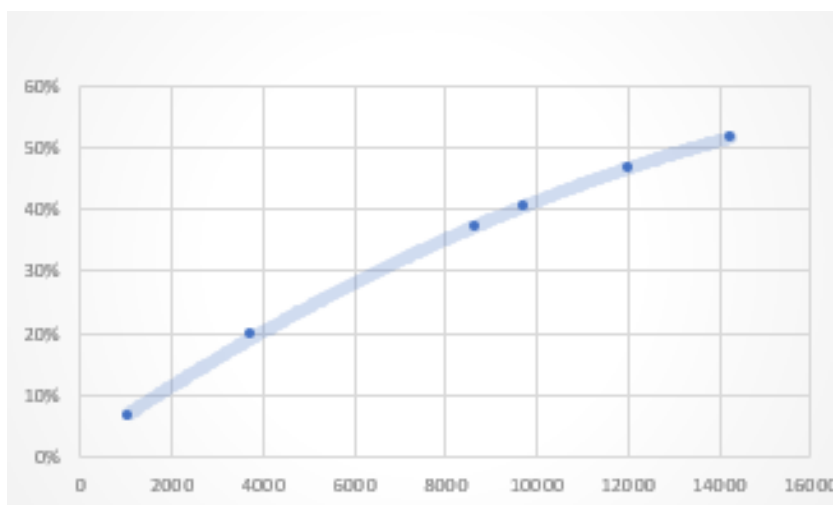
Luego se grafica las curvas de Confiabilidad e Infiabilidad para determinar los intervalos de mantenimiento para los interruptores de potencia.

Figura 28
Gráfica de Confiabilidad



Nota. Representa la confiabilidad del sistema a lo largo del tiempo, muestra la probabilidad de que un sistema siga funcionando correctamente sin fallar en un periodo específico. Elaborado por el autor

Figura 29
Gráfica de Infiabilidad



Nota. Representa la tasa de falla o probabilidad de que falle el sistema en un momento dado, muestra la probabilidad instantánea de que un sistema falle en un intervalo de tiempo muy pequeño. Elaborado por el autor

El coeficiente de confiabilidad se considera en la siguiente escala de valoración:

- a) Por debajo de 60% es inaceptable
- b) De 60% a 65% es indeseable
- c) Entre 65% y 70% es mínimamente aceptable.
- d) De 80% a 90% es muy buena” (Barraza, 2007, p. 5)

Recopilando información de la **Tabla 5** y la **Figura 28**, se concluye que un mantenimiento adecuado se debe realizar de manera semestral cada 3737 horas (155 días) de operación, para una confiabilidad del 80%. Este resultado se aplica a todos los interruptores de potencia ya que trabajan en condiciones iguales.

4.3.4. Actividades para el mantenimiento preventivo

Figura 30

Definición de actividades para mantenimiento preventivo de interruptores de potencia

HOJA DE DECISIÓN RCM													SISTEMA:																		
													INTERRUPTORES DE POTENCIA																		
REFERENCIA DE INF			EVALUACIÓN DE LA					H1	H2	H3	ACCIÓN A FALTA DE						TAREA PROPUESTA													INTERVALO INICIAL	A REALIZAR POR
								S1	S2	S3																					
F	FF	FM	H	S	E	O	N1	N2	N3	H4	H5	H6																			
INTERRUPTOR DE POTENCIA																															
1	1.A	1	S	N	N	S	N	S					INSPECCIÓN Y MONITOREO DE RESISTENCIA MECÁNICA													MENSUAL	OPERADOR				
1	1.A	2	S	N	S		N	S					PROGRAMAR ANÁLISIS DE GAS SF6													TRIMESTRAL	EXTERNO				
1	1.A	3	S	N	N	S	N	S					INSPECCIÓN DE MECANISMOS DE ACCIONAMIENTO Y CONTROL													DIARIA	INSTRUMENTISTA				
1	1.B	1	S	N	N	S	N	S					INSPECCIÓN TÉRMICA DE LO CONTACTOS													TRIMESTRAL	EXTERNO				
1	1.B	2	S	N	N	S	N	S					PROGRAMAR ANÁLISIS DE GAS SF6													TRIMESTRAL	EXTERNO				
1	1.B	3	S	N	N	S	N	S					VERIFICACIÓN DE PRESENCIA DE SULFATACIÓN													TRIMESTRAL	ELECTRICISTA				
1	1.B	4	S	N	N	S	N	S					VERIFICACIÓN DE CABLES ROTOS EN LA CABINA DE MANDO													TRIMESTRAL	ELECTRICISTA				
2	2.A	1	S	N	S		N	S					VERIFICACIÓN DE FUGAS EN JUNTAS DE BRIDAS													TRIMESTRAL	EXTERNO				
2	2.A	2	S	N	N	S	N	S					LUBRICACIÓN DE COMPONENTES													MENSUAL	ELECTRICISTA				
2	2.B	1	S	N	S		N	S					CAMBIO DE FILTROS DE PURIFICACIÓN													SEMESTRAL	EXTERNO				
2	2.B	1	S	N	S		N	S					VERIFICACIÓN DE REVESTIMENTOS DE LA INFRAESTRUCTURA													SEMESTRAL	OPERADOR				

Nota. El diagrama de decisión de la metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad permite evaluar el plan de mantenimiento preventivo en función de los resultados de los análisis de falla y criticidad.

4.3.5. Plan de mantenimiento preventivo a interruptores de potencia

Se propone un nuevo plan de mantenimiento que cubre todos los tipos de fallas del interruptor de potencia.

Figura 31

Plan de mantenimiento para Interruptores de Potencia

EQUIPO:	INTERRUPTOR DE POTENCIA		
LUBRICACIÓN			
N°	SISTEMA	LUBRICANTE	FRECUENCIA
1	ACCIONAMIENTO DE CONTROL	GRASA	30 DÍAS
N°	SISTEMA	TAREA A EJECUTAR	FRECUENCIA
1	COMPARTIMENTOS DE GAS SF6	VERIFICACIÓN DE FUGAS DE GAS EN JUNTAS	90 DÍAS
2	GAS SF6	ANÁLISIS DE GAS SF6	90 DÍAS
INSPECCIONES			
N°	SISTEMA	TAREA A EJECUTAR	FRECUENCIA
1	CONTACTOS	VERIFICACIÓN DE SULFATACIÓN Y TEMPERATURA	90 DÍAS
2	CABLES DE CONTROL	VERIFICACIÓN SEÑAL Y ROTURAS	90 DÍAS
3	ESTRUCTURA	VERIFICAR DAÑOS POR CORROSIÓN	180 DÍAS
4	COMPONENTES MECÁNICOS	VERIFICAR RESISTENCIA MECÁNICA	30 DÍAS
CAMBIOS			
N°	SISTEMA	TIPO	FRECUENCIA
1	COMPONENTES MECÁNICOS	HIDRÁULICOS	365 DÍAS
2	CABLES DE CONTROL	APANTALLADO	365 DÍAS
3	ESTRUCTURA	PINTURA EPÓXICA ANTICORROSIVA	365 DÍAS
4	TERMINALES	COBRE ESTAÑADO	365 DÍAS
5	GAS SF6	PURO <2% ppmv	365 DÍAS
6	FILTROS DE PURIFICACIÓN	SEGÚN FABRICANTE	180 DÍAS

Nota. Se diseña el plan de mantenimiento preventivo para el equipo de mayor impacto operacional, considerando la hoja de decisión y diagrama de Weibull. Elaborada por el autor

CAPITULO V

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

A partir de los resultados obtenidos se puede afirmar que el enfoque adoptado por (Ochoa, 2022), (Díaz ,2020), y (Cabrera & Tapia 2019) se alinea con la propuesta de este plan de mantenimiento preventivo.

Además, los resultados concuerdan con los hallazgos de (Ma, 2022) quién señala que las fallas más comunes en sub estaciones encapsuladas se dan por contaminación del SF6 encapsulados en los compartimentos de interruptores de potencia.

(Calvo, 2020) menciona que es imprescindible tener un profundo conocimiento sobre las diferentes configuraciones de las subestaciones para poder desarrollar un programa de mantenimiento efectivo. Por lo que en este estudio se define las diferentes topologías existentes para las sub estaciones encapsuladas, las actividades de mantenimiento para esta investigación y además se alinea con su enfoque en el aumento del índice de confiabilidad por encima del 80% para una reducción de tiempos de corte de energía para garantizar un mantenimiento adecuado y eficiente.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES

PRIMERO. Se ha diseñado el plan de mantenimiento preventivo para los equipos críticos, jerarquizándolos mediante la matriz de criticidad, el análisis de histórico de fallas, hoja de decisión RCM y distribución de Weibull, para determinar la frecuencia de intervención, así como también la confiabilidad de los interruptores de potencia.

SEGUNDO. Se diagnosticó que los interruptores de potencia es el equipo más crítico mediante el análisis de criticidad, esto permitió priorizar y definir las actividades de mantenimiento.

TERCERO. Las actividades preventivas a realizarse en el mantenimiento preventivo se han documentado detalladamente para el interruptor de potencia, asegurando una estrategia enfocada en la mejora de la confiabilidad operativa.

CUARTO. Se estableció cómo indicador 80% de confiabilidad que podría mantener una confiabilidad muy buena y un mantenimiento preventivo semestral cada 3737 horas de operación continúa.

CAPITULO VII

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Cabrera, E., & Tapia, J. (2019). Propuesta de implementación de mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) en la unidad de generación 2 de la Central Saymirín. *Tesis de grado*. Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca.
- Calvo, J. (2020). Análisis de pruebas eléctricas de una S.E de distribución y determinación de mantenimiento preventivo. *Tesis de grado*. Universidad Autónoma del Estado de Morelos, Cuernavaca.
- Da Costa, M. (2010). Aplicación del mantenimiento centrado en confiabilidad aplicada a motores degas de dos tiempos en pozo de alta producción. *Tesis de grado*. Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima.
- Díaz, D. (2020). Mantenimiento preventivo a equipo primario en Subestaciones Eléctricas de Alta Tensión. *Tesis de Grado*. Universidad Autónoma del Estado de Morelos, Cuernavaca.
- Espín, H. I. (2018). El RCM (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad). *Tesis de grado*. Universidad Técnica de Ambapato, Ambato.
- Flores, C., & Gastelu, Y. (2016). REDALYC. Obtenido de Gestión de mantenimiento preventivo y su relación con la disponibilidad de la flota de camiones 730e Komatsu-2013: <https://www.redalyc.org/journal/3374/337450992001/html/>
- Flores, T. (2010). Reemplazo de sub estaciones convencionales por aisladas en aire por tecnología GIS SF6. *Tesis de grado*. Universidad de Chile, Santiago de Chile.
- J, A. (2004). *Analisis y Monitoreo de la Calidad de Energia en una Planta Concentradora*. España: España.
- Loyola, L., & Távara, J. (2018). Diseño de un plan de mantenimiento preventivo centrado en la confiabilidad operativa del sistema de refrigeración de la embarcación Bamar II, empresa pesquera Hayduk-2019. *Tesis de grado*. Universidad Nacional del Santa, Santa.
- Ma, Y. (2021). *Análisis de fallas comunes en Subestación*. Obtenido de IOPSCIENCE: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/1865/2/022055>

- Mejía, C. (1991). *Sub estaciones de alta y extra alta tensión*. Lima: HMV Ingenieros.
- Mendoza, D., & Hau, V. (2010). Diagnóstico de fallas eléctricas a interruptores de potencia mediante procesamiento digital de imágenes. *Tesis de grado*. Instituto Politécnico Nacional, D.F.
- Moubray, J. (1997). *Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad*. Industrial Press.
- Ochoa, R. (2022). Diseño e implementación de un plan de mantenimiento preventivo basado en la metodología rcm para los equipos críticos del proceso de fabricación de detergentes en polvo. *Tesis de grado*. Universidad Nacional del Altiplano, Puno.
- Otero, A. (2010). Análisis de modos de falla, efectos y criticidad (AMFEC) para la planeación del mantenimiento empleando criterios de riesgo y confiabilidad. *Tesis de grado*. Instituto Mexicano de Ingenieros Químicos A.C.
- Parra, C., & Crespo, A. (2012). *Ingeniería de Mantenimiento y Fiabilidad Aplicada a la Gestión de Activos*. Madrid: Ingeman.
- Rivera, M. (2019). Implementación del Mantenimiento Basado en la Confiabilidad (Rcm) a la Empresa Fabricaciones Generales Mantenimiento y Servicios S.A.C. *Tesis de grado*. Universidad Católica de Santa María, Arequipa.
- Sabana, C. (2019). Pruebas SAT a equipos de alta y extra alta tensión de la subestación Colcabamba 500/200 kV. *Tesis de Grado*. Universidad Nacional de Santa, Santa.
- Zorilla, A. (2019). Propuesta de implementación del plan de mantenimiento basado en criterios de RCM (mantenimiento centrado en confiabilidad) para una línea de transmisión de 500kV. *Tesis de grado*. Universidad Nacional de San Agustín, Arequipa.

ANEXOS

Anexo 1. Matriz de consistencia

PROBLEMAS	OBJETIVOS	VARIABLES	DIMENSIONES	INDICADOR	METODOLOGÍA
Problema Principal	Objetivo General				MÉTODO
¿En qué medida el diseño de un plan de mantenimiento preventivo basado en metodología RCM para los equipos críticos mejorara la confiabilidad operativa de una subestación encapsulada en gas SF6 en una Central Termoeléctrica?	Diseñar un plan de mantenimiento preventivo basado en tecnología RCM para los equipos críticos a fin de mejorar la confiabilidad operativa de una subestación encapsulada en gas SF6 en una central termoeléctrica	Variable Independiente	1.Eficiencia del plan de mantenimiento 2.Efectividad del plan de mantenimiento 3. Cobertura del plan de mantenimiento	1.Costo total del plan de mantenimiento 2.Tasa de reducción de fallas 3. Porcentaje de equipos incluidos en el plan	Aplicada DISEÑO
Problemas específicos	Objetivos Específicos	Plan de mantenimiento preventivo basado en tecnología RCM para los equipos críticos			No experimental
1. ¿En qué medida la identificación y diagnóstico de estado actual de los equipos críticos mediante reporte histórico de fallas y operación mejorara la confiabilidad operativa de una subestación encapsulada en gas SF6 en una central termoeléctrica?	1. Identificar y diagnosticar el estado actual de los equipos críticos mediante reporte histórico de fallas y operación para mejorar la confiabilidad operativa de una subestación encapsulada en gas SF6 en una central termoeléctrica. 2. Documentar el plan de mantenimiento preventivo en base a las condiciones de mayor incidencia de fallas en equipos críticos para				TIPO

<p>2. ¿En qué medida la documentación del plan de mantenimiento preventivo en base a las condiciones de mayor incidencia de fallas en equipos críticos mejorara la confiabilidad operativa de una subestación encapsulada en gas SF6 en una central termoeléctrica?</p>	<p>mejorar la confiabilidad operativa de una subestación encapsulada en gas SF6 en una central termoeléctrica.</p>	<p>Variable dependiente</p>	<p>Investigación básica o pura o sustantiva o fundamental</p>	
<p>3. ¿En qué medida determinar los indicadores técnicos referidos al plan de mantenimiento preventivo centrado en metodología RCM mejorara la confiabilidad operativa de una subestación encapsulada en gas SF6 en una central termoeléctrica?</p>	<p>3. Determinar los indicadores técnicos referidos al plan de mantenimiento preventivo centrado en metodología RCM para mejorar la confiabilidad operativa de una subestación encapsulada en gas SF6 en una central termoeléctrica?</p>	<p>Mejorar la confiabilidad operativa de una subestación encapsulada en gas SF6 en una central termoeléctrica</p>	<p>1. Confiabilidad de equipos críticos 1. Tiempo medio entre fallas 2. Tiempo medio para reparar 3. Índice de confiabilidad</p>	<p>POBLACIÓN</p>
			<p>Central Termoeléctrica</p>	
			<p>MUESTRA</p>	
			<p>Subestación encapsulada en gas SF6</p>	

Anexo 2. Plan de mantenimiento anual

Nombre de tarea	Duración
MANTENIMIENTO CENTRAL TERMICA FENIX POWER	7 días
ACTIVIDADES CON CORTE DE ENERGIA	
TRAFO DE POTENCIA 1 - Limpieza General de la sala del TRAFO	
TRAFO DE POTENCIA 1 - Inspeccion (fugas de aceite, conexiones a tierra, acumulacion de gas, indicadores)	
TRAFO DE POTENCIA 1 - Analisis Fisico Qumico y cromatografico al aceite	
TRAFO DE POTENCIA 1 - Cambio de silica gel	
TRAFO DE POTENCIA 1 - Limpieza general de galeria de cables de media tensión	
TRAFO DE POTENCIA 2 - Limpieza General de la sala del TRAFO	
TRAFO DE POTENCIA 2 - Inspeccion (fugas de aceite, conexiones a tierra, acumulacion de gas, indicadores)	
TRAFO DE POTENCIA 2 - Analisis Fisico Qumico y cromatografico al aceite	
TRAFO DE POTENCIA 2 - Cambio de silica gel	
BANCO DE BATERÍAS - Inspección termografica y medición de impedancia de cada bateria	
TRAFO DE SS.AA. 1 - Limpieza general al área e inspeccion visual. Prueba de resistencia de aislamiento	
TRAFO DE SS.AA. 2 - Limpieza general al área e inspeccion visual. Prueba de resistencia de aislamiento	
CELDAS DE MEDIA TENSIÓN - Limpieza general con aspiradora y escoba en galeria	
GIS - Inspección general, limpieza de todos los componentes de GIS, módulos, tableros, etc y reporte de maniobras Interruptores.	
CELDAS DE MEDIA TENSIÓN - Limpieza general con aspiradora y escoba en toda la sala y galeria	
TABLEROS DE CONTROL Y PROT. - Limpieza general con aspiradora y escoba	
CARGADOR RECTIFICADOR - Limpieza general con aspiradora y escoba	
UPS - Limpieza general con aspiradora y escoba	
SISTEMA DE CCTV Y DETECCIÓN DE INCENDIOS - Inspección general, limpieza en general de componentes.	
BANCO DE BATERÍAS - Limpieza general de la sala	
AIRE ACONDICIONADO - Limpieza del evaporador y condensador, verificación de presión de gas refrigerante	
EDIFICACIÓN SEAT - Limpieza general del edificio y cerco perimetrico	








Nota.: Propiedad de SIENERG S.A.C

Anexo 3. Cronograma de mantenimientos realizados por SIENERG S.A.C a la central termoeléctrica














PROGRAMACIÓN CENTRAL TERMOELÉCTRICA FENIX POWER												
Servicio de Mantenimiento Preventivo y Pruebas Eléctricas de Potencia para la Sub-Estación GS de la Central Térmica Fenix												
MM	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE
1	Mantenimiento Preventivo											
2	OPMA-SIENERG											
3	Mantenimiento preventivo de los transformadores de potencia de la subestación GS de la central térmica Fenix											
4	Pruebas eléctricas de potencia de 157.7 p.u. para el sistema de potencia de la subestación GS de la central térmica Fenix											
5	Pruebas eléctricas de potencia de 157.7 p.u. para el sistema de potencia de la subestación GS de la central térmica Fenix											
6	OPMA-SIENERG											
7	Mantenimiento preventivo de los transformadores de potencia de la subestación GS de la central térmica Fenix											
8	Pruebas eléctricas de potencia de 157.7 p.u. para el sistema de potencia de la subestación GS de la central térmica Fenix											
9	Pruebas eléctricas de potencia de 157.7 p.u. para el sistema de potencia de la subestación GS de la central térmica Fenix											
10	OPMA-SIENERG											
11	Mantenimiento preventivo de los transformadores de potencia de la subestación GS de la central térmica Fenix											
12	Pruebas eléctricas de potencia de 157.7 p.u. para el sistema de potencia de la subestación GS de la central térmica Fenix											
13	OPMA-SIENERG											
14	Mantenimiento preventivo de los transformadores de potencia de la subestación GS de la central térmica Fenix											
15	Pruebas eléctricas de potencia de 157.7 p.u. para el sistema de potencia de la subestación GS de la central térmica Fenix											
16	OPMA-SIENERG											
17	Mantenimiento preventivo de los transformadores de potencia de la subestación GS de la central térmica Fenix											
18	Pruebas eléctricas de potencia de 157.7 p.u. para el sistema de potencia de la subestación GS de la central térmica Fenix											
19	OPMA-SIENERG											
20	Mantenimiento preventivo de los transformadores de potencia de la subestación GS de la central térmica Fenix											
21	Pruebas eléctricas de potencia de 157.7 p.u. para el sistema de potencia de la subestación GS de la central térmica Fenix											
22	OPMA-SIENERG											
23	Mantenimiento preventivo de los transformadores de potencia de la subestación GS de la central térmica Fenix											
24	Pruebas eléctricas de potencia de 157.7 p.u. para el sistema de potencia de la subestación GS de la central térmica Fenix											
25	OPMA-SIENERG											
26	Mantenimiento preventivo de los transformadores de potencia de la subestación GS de la central térmica Fenix											
27	Pruebas eléctricas de potencia de 157.7 p.u. para el sistema de potencia de la subestación GS de la central térmica Fenix											

Nota. Propiedad de SIENERG S.A.C

Anexo 4. R.D mantenimiento 2023

		REPORTE DIARIO DE TRABAJO			 Soluciones Integrales en Energía	
F.E.: 01/03/2023		VERSIÓN: 00		CSG-2.0.0-FR-004		
Contratista FENIX POWER		Contrato Servicio de Mantenimiento Preventivo y Pruebas Eléctricas de Potencia para la Sub-Estación GIS de la Central Térmica Fenix Power				Fecha 1/04/2023
Subcontratista SIENERG SAC	Etapas I	Tecnología Sub-Estación Aislada en gas SF6	Reporte N°: 1	Hoja N°: 2	Área/ Ubicación Sector Geográfico Edificio GIS - Segundo Nivel	
Registro de Incidencias						
Cambio de filtros deshumidificadores y purga del fluido hidráulico mediante el uso de la válvula throttle del circuito hidráulico de los interruptores de potencia (A-B-C).						
						
Pruebas de calidad de gas SF6						
						
Limpeza y colocación de pasta conductiva a terminales de conexión de tierra asociadas a la bahía 02 y 04						
						
Limpeza externa de compartimentos asociados a la bahía 02 y 04						
						
Habilitación de tanques de gas SF6, proceso de vacio y verificación de vacio en tanques de gas SF6.						
						

Nota: Propiedad de SIENERG S.A.C

Fenix		REPORTE DIARIO DE TRABAJO				SIENERG	
FENIX POWER		Código		Fecha		Código	
SIENERG S.A.C		Folio		Página		Código	
SIENERG S.A.C		Folio		Página		Código	
<p>Registro Fotográfico:</p> <p>Nota 10: Medidor de BT fase "U" en ensucio con zona de ensucio y grasa. Medidor de BT fase "V" en ensucio con presencia de fuga interna de fluido hidráulico y zona de mantenimiento operativa. Medidor de BT fase "C" en ensucio y presencia de aceite.</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;">  Medidor y manómetro fase "U" </div> <div style="text-align: center;">  Medidor y manómetro fase "V" </div> <div style="text-align: center;">  Medidor y manómetro fase "C" </div> </div> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;">  Fuga interna de fluido hidráulico </div> <div style="text-align: center;">  Fuga interna de fluido hidráulico </div> <div style="text-align: center;">  Fuga interna de fluido hidráulico </div> </div> <p>Nota 11: Medidor de BT fase "U" en ensucio con presencia de fuga interna de fluido hidráulico. Medidor de BT fase "V" en ensucio con zona de mantenimiento operativa. Medidor de BT fase "C" en ensucio con presencia de fuga interna de fluido hidráulico.</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;">  Medidor y manómetro fase "U" </div> <div style="text-align: center;">  Medidor y manómetro fase "V" </div> <div style="text-align: center;">  Medidor y manómetro fase "C" </div> </div> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;">  Fuga interna de fluido hidráulico </div> <div style="text-align: center;">  Fuga interna de fluido hidráulico </div> <div style="text-align: center;">  Fuga interna de fluido hidráulico </div> </div> <p>Nota 12: Fuga y ensucio (albedo) en área de acoplamiento entre componentes.</p> <div style="text-align: center;">  Fuga y ensucio (albedo) en área de acoplamiento entre componentes. </div>							

Nota: Propiedad de SIENERG S.A.C



**PROTOCOLO DE PRUEBAS
INDIVIDUALES A INTERRUPTOR DE
POTENCIA**

F.E. 30/03/2023 VERSIÓN: 0.0 Pagina: 1 de 2



CLIENTE:	Fenix Power Peru S.A.	PROTOCOLO N°:	001
INSTALACIONES:	Central Termica Fenix Power	FECHA:	31/03/2023
UBICACIÓN / BAHÍA:	Subestacion GIS 500kV - Bahía 02 (Generador G2)		

I. INFORMACIÓN GENERAL

CLIENTE:	Fenix Power Peru S.A.	PROTOCOLO N°:	001
INSTALACIONES:	Central Termica Fenix Power	FECHA:	31/03/2023
UBICACIÓN / BAHÍA:	Subestacion GIS 500kV - Bahía 02		

II. DESCRIPCIÓN TÉCNICA

Fabricante:	ALSTOM	País de fabricación:	Francia
Tipo/Modelo:	T335	Número de serie interruptor:	004/0211 004/0211 004/0211
Tipo de mecanismo de operación:	HSD/Q411	Número de serie de mecanismo:	004 003 003
Método de extinción:	SF6	Norma:	IEC 62275-500:2008
Tensión máxima (kV):	550	Tensión soportada al impulso tipo Manobra Un (kV):	1175
Corriente en servicio continuo In (kA):	2000	Tensión soportada al impulso tipo Rayo Un (kV):	3500
Frecuencia Anegada (Hz):	60	Poder de corte en corto-circuito Icc (kA):	80
Factor del primer polo tpp:	1.8	Tiempo de corto-circuito tK (s):	1
Secuencia de maniobras:	O-S-3o-CD-3man-CD	Poder de corte de líneas en voltaje:	500
Año de fabricación:	2011	Tensión de gas @ 20°C P10 (bar):	7.5
Masa total del interruptor (kg):	1500 kg	Masa total del gas (kg):	100

CARACTERÍSTICAS DE LOS DISPOSITIVOS DE OPERACIÓN

Tensión de control Un (Vdc):	325	Tensión de bobina de cierre Vdc:	325
Tensión de motor Un (Vdc):	325	Tensión para bobina de apertura 1 (Vdc):	325
Tensión de calefacción Un (Vdc):	220	Tensión para bobina de apertura 2 (Vdc):	325

III. INSPECCIÓN GENERAL

ITEM	VERIFICACIÓN	COMENTARIO		
1	Estado de las conexiones a tierra.	Conforme		
2	Correcta Operación eléctrica de apertura y cierre	Conforme		
3	Contrador de Operaciones final	629	214	217

IV. PRUEBA DE TIEMPOS DE OPERACIÓN

HR (h):	Temp.	Condiciones Ambientales: Despejado	Fecha de Prueba: 31/03/2023
			Hora de Prueba: 9:37 y 11:45

INSTRUMENTOS EMPLEADOS

Analizador de Interruptores			
Marca:	MEGGER	Modelo:	TM 1800
Serie:		Fecha de Calibración:	16/12/2021

Pruebas	Unidad	Operación					
		Apertura			Cierre		
		Fase R	Fase S	Fase T	Fase R	Fase S	Fase T
Prueba 1:	ms	18.175	18.125	18.125	56.050	55.375	58.375
Prueba 2:	ms	18.330	18.000	18.100	52.950	52.350	53.475
Prueba 3:	ms	18.150	18.050	18.150	52.625	51.850	53.025
Prueba 4:	ms	18.125	18.025	18.100	51.850	51.825	52.350
Prueba 5:	ms	18.025	18.025	18.100	51.000	51.425	51.775
Prueba 6:	ms	18.330	18.100	18.200	50.850	51.125	51.800
Prueba 7:	ms	18.330	18.075	18.125	50.800	50.800	51.600
Prueba 8:	ms	18.125	18.125	18.225	50.700	50.750	51.375

Comentario: Las Pruebas del 1 al 4 se realizo con la bobina 1 y las pruebas de 5 al 8 se realizo las pruebas con la bobina 2

Nota: Propiedad de SIENERG S.A.C



**PROTOCOLO DE PRUEBAS
INDIVIDUALES A INTERRUPTOR DE
POTENCIA**

P.E.: 3003/2023 VERSIÓN: 0.0 Página: 2 de 2

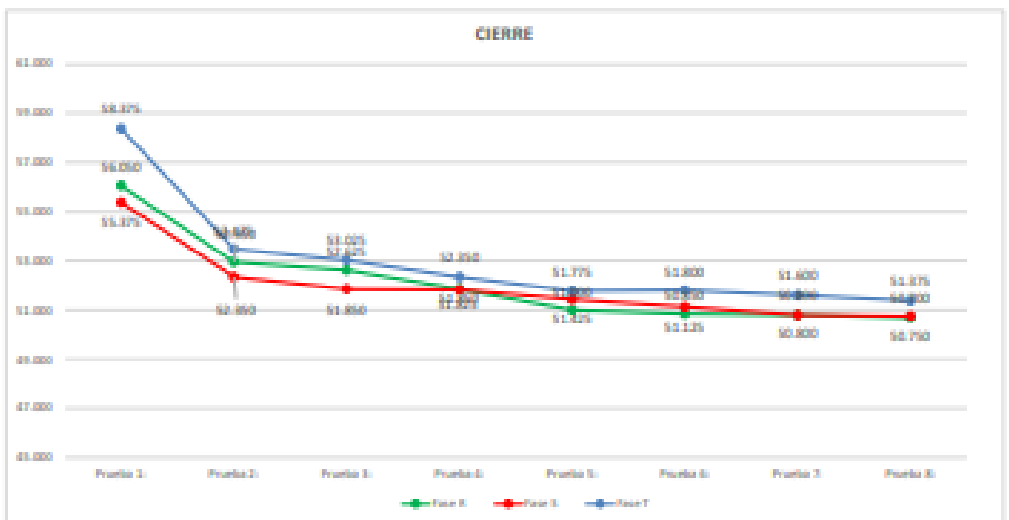
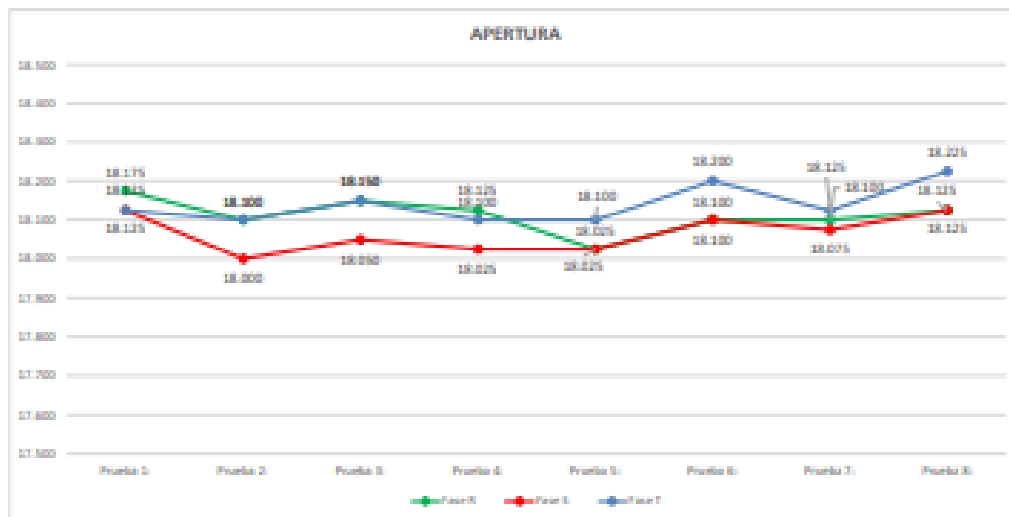


CLIENTE:	Fenix Power Peru S.A.	PROTOCOLO N°:	001
INSTALACIONES:	Central Térmica Fenix Power	FECHA:	30/03/2023
UBICACIÓN / BAHÍA:	Subestación GIS 500KV - Bahía 04 (Generador G3)		

1. INFORMACION GENERAL

CLIENTE:	Fenix Power Peru S.A.	PROTOCOLO N°:	001
INSTALACIONES:	Central Térmica Fenix Power	FECHA:	30/03/2023
UBICACIÓN / BAHÍA:	Subestación GIS 500KV - Bahía 04 (Generador G3)		

2. GRAFICOS DE LOS VALORES OBTENIDOS



Nota: Propiedad de SIENERG S.A.C

Anexo 5. Glosario de términos

Mantenimiento preventivo: acciones planificadas y sistemáticas realizadas por un equipo antes de que ocurra una falla para evitar problemas futuros y mantener su confiabilidad.

Confiabilidad: es la capacidad de un equipo para realizar la tarea requerida durante un período de tiempo determinado en condiciones específicas.

Mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) es una metodología que determina las estrategias de mantenimiento más efectivas para mantener la confiabilidad de los equipos importantes.

Equipo crítico: un componente o sistema cuya falla puede afectar significativamente la seguridad, la producción o el medio ambiente.

FMEA: es una técnica utilizada para evaluar las posibilidades de fallas y sus efectos en el equipo.

Índice de Confiabilidad: es una medida cuantitativa que muestra la probabilidad de que un equipo funcione sin problemas durante un período de tiempo determinado.

Tiempo medio entre fallas (MTBF): es el tiempo promedio que pasa entre dos fallas consecutivas de un equipo.

Tiempo promedio de reparación (MTTR): es el tiempo promedio que lleva reparar un equipo después de una falla.

Planificación de mantenimiento: es el proceso de planificar y coordinar las actividades de mantenimiento preventivo.

Rutas de inspección: un programa que realiza inspecciones regulares en varios equipos para identificar posibles problemas.

Análisis de criticidad: una evaluación para determinar la importancia relativa de los equipos en función de su impacto en las operaciones y la producción.

KPI's: son métricas que se utilizan para evaluar la eficacia y el éxito del plan de mantenimiento.

Plan de reemplazo: es una estrategia para reemplazar piezas desgastadas antes de que expiren.

Técnicas de monitoreo de condiciones: Usar sensores y tecnologías para detectar cambios en el estado del equipo y prevenir fallas.

CMMS: es un software que se utiliza para planificar, programar y registrar las actividades relacionadas con el mantenimiento.

Formación y capacitación: Programas para garantizar que el personal esté adecuadamente capacitado para realizar las tareas de mantenimiento.

Plan de Contingencia: Estrategias previamente establecidas para abordar situaciones de emergencia o fallos inesperados.

El Análisis de Causa Raíz (RCA): es un método para descubrir la causa principal de un problema o falla en un equipo.

Vida útil restante (RUL): la cantidad de tiempo que queda hasta que un equipo se agota y se requiere reemplazo.

Revisión y Mejora Continua: el proceso de evaluar y modificar regularmente un plan de mantenimiento para maximizar su efectividad y eficiencia.

Contaminación del Gas SF₆: Presencia de impurezas que pueden afectar el rendimiento del gas aislante.

Registro de Historial de Mantenimiento: Documentación que registra todas las actividades de mantenimiento realizadas en un equipo.

Planificación de Paradas: Programación de tiempos de inactividad para realizar mantenimiento preventivo o correctivo.

Plan de Contingencia: Estrategia de acción en caso de fallas imprevistas o emergencias.

Inspección Visual: Evaluación directa de equipos mediante la observación para detectar anomalías.

Mantenimiento Basado en Condición: Estrategia que realiza mantenimiento según el estado actual de los equipos.

Análisis de Riesgos: Evaluación de los posibles riesgos asociados con el funcionamiento de equipos eléctricos.

Mantenimiento Planificado: Actividades de mantenimiento programadas en función del tiempo de operación o intervalos específicos.