

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO
ESCUELA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA



TESIS

**GESTIÓN DE MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE
LA LÍNEA ELÉCTRICA CHARCANI - YURA 138 KV**

PRESENTADA POR:

OMAR LUIS NEIRA CUTIPA

PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE:

**MAGÍSTER SCIENTIAE EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA
MENCIÓN EN GESTIÓN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE
SISTEMAS ELÉCTRICOS**

PUNO, PERÚ

2020

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO

ESCUELA DE POSGRADO

MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA

TESIS

GESTIÓN DE MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE
LA LÍNEA ELÉCTRICA CHARCANI - YURA 138 KV

PRESENTADA POR:

OMAR LUIS NEIRA CUTIPA

PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE:

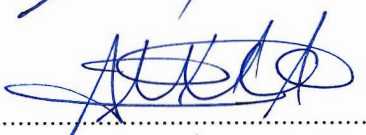
MAGÍSTER SCIENTIAE EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA
MENCIÓN EN GESTIÓN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE SISTEMAS
ELÉCTRICOS

APROBADA POR EL JURADO SIGUIENTE:

PRESIDENTE


.....
M.Sc. LEONARDO PAYE COLQUEHUANCA


PRIMER MIEMBRO


.....
M.Sc. MARCOS JOSÉ VILLANUEVA CORNEJO

SEGUNDO MIEMBRO


.....
Dra. MARÍA ELENA SUAÑA QUISPE

ASESOR DE TESIS


.....
M.Sc. JUAN RENZO ILLACUTIPA MAMANI

Puno, 22 de Enero de 2020.

ÁREA: Ciencias de la Ingeniería Mecánica Eléctrica.

TEMA: Gestión de Mantenimiento del Sistema de Transmisión de la Línea Eléctrica Charcani - Yura 138 KV.

LÍNEA: Mantenimiento de Sistemas Eléctricos.

DEDICATORIA

A Dios, a mis padres y familiares que siempre me han brindado sus conocimientos y apoyado incondicionalmente para cumplir mis metas.

AGRADECIMIENTOS

A mi Alma Mater la Universidad Nacional del Altiplano por la formación y la oportunidad que me dio en la culminación de mis estudios, a cada uno de mis docentes y jurados de Tesis de la escuela de posgrado que supieron guiarme en la realización de esta Maestría.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	i
AGRADECIMIENTOS	ii
ÍNDICE GENERAL	iii
ÍNDICE DE TABLAS	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	viii
ÍNDICE DE ANEXOS	x
RESUMEN	xi
ABSTRACT	xii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	
REVISIÓN DE LITERATURA	
1.1. Marco Teórico	2
1.1.1 Líneas de Transmisión	2
1.1.2 Niveles de tensión	3
1.1.3 Elementos de una línea de Transmisión	4
1.1.3.1 Conductores	4
1.1.3.2 Aisladores	4
1.1.3.3 Soportes o Estructuras	5
1.1.3.4 Herrajes	6
1.1.3.5 Cable de Guarda	7
1.1.3.6 Sistema de puesta a tierra	7
1.1.4 Mantenimiento	8
1.1.4.1 Gestión de Mantenimiento	8
1.1.4.2 Objetivos del Mantenimiento	9
1.1.4.3 Mantenimiento Correctivo	9
1.1.4.4 Mantenimiento Preventivo	10
1.1.4.5 Mantenimiento Predictivo	11
1.1.4.6 Mantenimiento Rutinario	12
1.1.4.7 Mantenimiento Productivo Total (TPM)	12
1.1.4.8 Confiabilidad	13
1.1.4.9 Mantenibilidad	13
	iii

1.1.4.10	Disponibilidad	13
1.1.4.11	Pedido de Trabajo	13
1.1.4.12	Orden de Trabajo	13
1.1.4.13	Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad	14
1.1.4.14	Concepto del MCC	14
1.1.4.15	Proceso de implantación del MCC	15
1.1.4.16	Conformación de los Equipos Naturales de Trabajo	16
1.1.4.17	Características de los Equipos naturales:	16
1.1.4.18	Jerarquización de sistemas	18
1.1.4.19	Análisis de los modos y efectos de Falla. (AMEF)	18
1.1.4.20	Funciones y estándares de ejecución	19
1.1.4.21	Definición de función	20
1.1.4.22	Funciones primarias.	20
1.1.4.23	Funciones secundarias	20
1.1.4.24	Funciones de protección	21
1.1.4.25	Funciones de Control	21
1.1.4.26	Funciones subsidiarias	22
1.1.4.27	Estándares de ejecución	22
1.1.4.28	Fallas funcionales asociadas a cada función del activo	23
1.1.4.29	Definición de falla funcional	24
1.1.4.30	Fallas funcionales y los Estándares de ejecución esperados	24
1.1.4.31	Modos de fallas asociados a cada falla funcional	24
1.1.4.32	Nivel de identificación de los modos de fallas	25
1.1.4.33	Causas raíces de las fallas funcionales	25
1.1.4.34	Registro de los Modos de fallas	26
1.1.4.35	Consecuencias de los Modos de Fallas según el MCC	27
1.1.5	Distribución Weibull	27
1.1.5.1	Función de confiabilidad	29
1.1.5.2	Vida útil de un producto	30
1.1.5.3	Distribución Weibull de dos parámetros	31
1.1.5.4	Distribución Weibull de tres parámetros	32
1.1.6	Causas de salidas de líneas y redes eléctricas	32
1.1.6.1	Por el estado del tiempo	32
1.1.6.2	Misceláneos	33

1.1.6.3	Por componentes del sistema	33
1.1.6.4	Por condiciones del sistema	33
1.1.6.5	Personal de la empresa de energía	33
1.2.	Antecedentes	33

CAPÍTULO II

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1.	Identificación del Problema	37
2.2.	Enunciados del Problema	38
2.2.1	Problema general	38
2.2.2	Formulación de los problemas específicos	39
2.3.	Justificación	39
2.4.	Objetivos	39
2.4.1	Objetivo General	39
2.4.2	Objetivos Específicos	39
2.5.	Hipótesis	40
2.5.1	Hipótesis General	40
2.5.2	Hipótesis Específicas	40

CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1.	Lugar de Estudio	41
3.2.	Población	42
3.3.	Muestra	42
3.4.	Método de investigación	42
3.3.1	Tipo de investigación	42
3.3.2	Técnicas de recolección de datos	43
3.3.3	Técnicas de análisis de datos	44
3.3.4	Método de la investigación.	45
3.5.	Descripción detallada de métodos por objetivos específicos	45
3.5.1	Diagnóstico de la situación actual	45
3.5.2	Componentes críticos	45
3.5.2.1	Análisis de Modo y Efectos de Fallas (AMEF)	46
3.5.2.2	Hoja de información	48
3.5.2.3	Fallas del sistema de Transmisión.	49
3.5.3	Hoja de Decisión	49

3.5.4	Determinación de los intervalos de mantenimiento preventivo	50
3.5.4.1	Construcción del grafico Weibull para la confiabilidad	50
CAPÍTULO IV		
RESULTADOS Y DISCUSIÓN		
4.1.	Diagnóstico de la situación actual.	54
4.1.1	Aspectos Generales	54
4.2.	Análisis de la Línea de Transmisión Santuario – Yura 138 KV	55
4.2.1	Análisis de modos y efectos de fallas (AMEF)	56
4.3.	Análisis de criticidad	56
4.4.	Determinación de los intervalos de mantenimiento	60
4.4.1	Intervalo de mantenimiento para los conductores eléctricos.	60
4.4.2	Intervalos de mantenimiento para los aisladores	65
CONCLUSIONES		72
RECOMENDACIONES		73
BIBLIOGRAFÍA		74
ANEXOS		78

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
1. Clasificación de los sistemas de transmisión	2
2. Parámetros AMEF (Ocurrencia).	47
3. Parámetros AMEF (Severidad).	47
4. Parámetros AMEF (Detectabilidad).	48
5. Criticidad.	48
6. AMEF (Ocurrencia).	58
7. AMEF (Severidad).	58
8. AMEF (Detectabilidad).	58
9. Criticidad	59

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
1. Esquema general de la red	3
2. Estructura metalica de linea de transmision electrica.	6
3. Morseteria y aisladores de línea de transmisión eléctrica	7
4. Siete preguntas claves del MCC	15
5. Proceso de implantación del MCC	16
6. Integrantes de un equipo natural de trabajo	16
7. Roles de los participantes	17
8. Flujo grama para el desarrollo del AMEF	19
9. Tasas de fallas, confiabilidad, parámetro beta	29
10. Curva de la bañera	30
11. Ubicación geográfica	41
12. Diagnóstico de las redes	45
13. Cuadro AMEF	49
14. Espina de pescado.	49
15. Hoja de decisión	50
16. Diagrama unifilar sistema eléctrico Santuario - Yura	55
17. Salidas de la sub estación Yura	55
18. AMEF línea de transmisión	56
19. Diagrama causa efecto	57
20. Jerarquías de criticidad	59
21. Resumen de equipos críticos	59
22. Registro de fallas conductores eléctricos	60
23. Valores de menor a mayor conductores eléctricos	61
24. Valores rango medio conductores eléctricos	61
25. Valores obtenidos Weibull conductores eléctricos	62
26. Gráfico de Weibull conductores eléctricos	62
27. Parámetros de ajuste Weibull conductores eléctricos	63
28. Confiabilidad de conductores eléctricos	63
29. Gráfico de confiabilidad conductores eléctricos	64
30. Gráfico de infiability conductores eléctricos	64
31. Gráfico de densidad de fallas conductores eléctricos	65
	viii

32. Prueba (KS) conductores eléctricos	65
33. Registro de fallas aisladores	65
34. Valores de menor a mayor aisladores	66
35. Valores rango medio aisladores	66
36. Valores obtenidos Weibull aisladores	67
37. Gráfico de Weibull aisladores	67
38. Parámetros de ajuste Weibull aisladores	68
39. Parámetros de ajuste Weibull aisladores	68
40. Gráfico de confiabilidad aisladores	69
41. Gráfico de infijabilidad aisladores	69
42. Gráfico de densidad de fallas aisladores	70
43. Gráfico de densidad de fallas aisladores	70
44. Actividades a realizar línea de transmisión Santuario – Yura 138 KV	70

ÍNDICE DE ANEXOS

	Pág.
1. Estructuras de línea de transmisión 138 kv santuario – Yura	79
2. Perfil general de línea de transmisión 138 kv santuario - Yura	80

RESUMEN

El objetivo principal de este trabajo de tesis, es proponer una metodología para la planificación del mantenimiento preventivo, basado en la confiabilidad que nos permita realizar el análisis de datos de fallas de los componentes del Sistema de Transmisión de la Línea Eléctrica Charcani – Yura en 138 KV. Para lograr lo anterior, se empleará métodos estadísticos que nos permitan realizar las pruebas de confiabilidad de los datos materia de la investigación, para posteriormente deducir las funciones e índices de la confiabilidad. Se utilizará la metodología de fallas de Weibull para realizar el análisis de los datos de fallas, enunciando sus características principales y sus funciones, la evaluación de los parámetros mediante el análisis gráfico y la evaluación analítica por mínimos cuadrados. Finalmente, en base a los resultados obtenidos en el presente trabajo de investigación se presentará las conclusiones y recomendaciones pertinentes en la estimación de la confiabilidad e incluir estas estimaciones en la programación de las actividades de planes de mantenimiento de los componentes del sistema eléctrico, con el principio de priorizar, prevenir eventos indeseables y asegurar la disponibilidad apropiada de los equipos con lo que se pretende mejorar la confiabilidad y disponibilidad del sistema eléctrico, indicando lo más recomendable e indicado en la toma de decisiones.

Palabras clave: Confiabilidad, Disponibilidad, Distribución Weibull, Falla, Sistema, Mantenimiento, Transmisión.

ABSTRACT

The main objective of this thesis work is to propose a methodology for the planning of preventive maintenance, based on the reliability that allows us to perform the analysis of fault data of the components of the Transmission System of the Charcani - Yura Power Line in 138 KV. To achieve the above, statistical methods will be used that allow us to perform the reliability tests of the data subject to the investigation, to later deduce the functions and indices of the reliability. Weibull's fault methodology will be used to perform the analysis of the fault data, stating its main characteristics and its functions, the evaluation of the parameters by means of the graphic analysis and the analytical evaluation by least squares. Finally, based on the results obtained in this research work, the pertinent conclusions and recommendations will be presented in the estimation of reliability and include these estimates in the programming of the maintenance plan activities of the components of the electrical system, with the principle of prioritizing, preventing undesirable events and ensuring the appropriate availability of the equipment with what is intended to improve the reliability and availability of the electrical system, indicating the most advisable and indicated in the decision making.

Keywords: Reliability, Availability, Weibull Distribution, Failure, System, Maintenance, Transmission.

INTRODUCCIÓN

La planificación de la Gestión del mantenimiento, así como un enfoque basado en la confiabilidad, serán adoptados en este trabajo.

El mantenimiento de los activos críticos, son una parte esencial para la gestión de los activos de las redes de transmisión de energía eléctrica. El objetivo principal de este trabajo es proponer una metodología y marco para la planificación del mantenimiento en las redes de transmisión de energía eléctrica, permitiendo a la empresa una mejor gestión de sus activos físicos críticos, pudiendo optimizar sus costos operativos. Se pretende también demostrar que es beneficioso para las decisiones de gestión de mantenimiento de activos, el procesamiento y análisis de las bases de datos de las interrupciones de las redes de la Línea de Transmisión Eléctrica Charcani – Yura en 138 KV, cuyo operador es la Empresa Yura del departamento de Arequipa, aplicando una metodología de mantenimiento basado en la confiabilidad, basada en el análisis estadístico cuantitativo de los datos de interrupciones del sistema eléctrico, permitiendo la identificación de componentes de distribución críticos para la confiabilidad del sistema mediante el análisis de los índices de importancia, la probabilidad de falla y la confiabilidad de los componentes de las líneas de transmisión eléctrica en 138 KV, los cuales servirán de base para una evaluación, por parte de la empresa de transmisión, de la probabilidad de ocurrencia e impacto de un evento, necesarios para establecer un mapa de riesgos en cualquier sistema de transmisión.

Para poder alcanzar este objetivo se ha profundizado la investigación en publicaciones especializadas, llegando a plantear un marco de gestión para el mantenimiento de activos físicos en forma eficiente.

CAPÍTULO I

REVISIÓN DE LITERATURA

1.1. Marco Teórico

1.1.1 Líneas de Transmisión

Es un medio de transporte que permite entregar energía a grandes distancias, desde las centrales de generación hacia los centros de consumo, mediante una disposición de conductores, torres de transmisión, aisladores, cable de guarda y accesorios para transmitir electricidad entre dos puntos de un sistema

Todo comienza cuando en las plantas generadoras de energía eléctrica de las cuales existen varias formas de generar la energía (plantas geotérmicas, nucleares, hidroeléctricas, térmicas, etc.). (Meza, 2006)

Al transmitir la energía se tiene alta tensión o voltaje y menos corriente para que existan menores pérdidas en el conductor, ya que la resistencia varía con respecto a la longitud, y como estas líneas son demasiado largas las pérdidas de electricidad por calentamiento serían muy grandes. (Enríquez, 2006).

Tabla 1
Clasificación de los sistemas de transmisión

Anchos mínimos de fajas de servidumbres	
Tensión nominal de la línea (KV)	Ancho (m)
10 – 15	6
20 – 36	11
50 – 70	16
115 – 145	20
220	25
500	64

Fuente: DGE MEM

1.1.2 Niveles de tensión

El código nacional de electricidad del Perú clasifica los niveles de tensión de la siguiente manera:

- Baja Tensión : 380 / 220 V, 440 / 220 V
- Media Tensión : 20,0 kV (*), 22,9 kV, 33 kV, 22,9 / 13,2 kV, 33 / 19 kV
- Alta Tensión : 60 kV, 138 kV, 220 kV
- Muy alta Tensión : 500 kV

(*) Tensión nominal en media tensión considerada en la NTP-IEC 60038: “Tensiones normalizadas IEC”. (MEM, 2012)

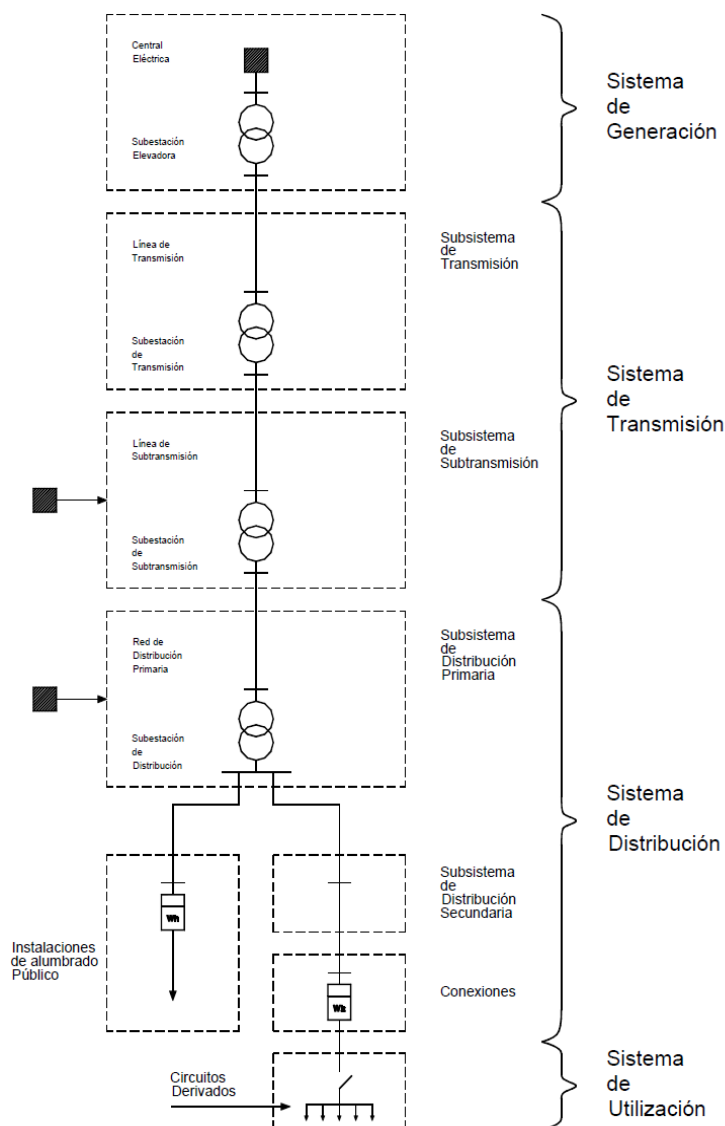


Figura 1. Esquema general de la red
Fuente: DGE MEM

1.1.3 Elementos de una línea de Transmisión

Una red de Transmisión está constituida básicamente de la siguiente manera:

- Conductores
- Aisladores
- Soportes (Torres)
- Herrajes
- Sistemas de Protección
- Sub estaciones de Transmisión.

1.1.3.1 Conductores

Un conductor está diseñado para transmitir la corriente eléctrica de las líneas aéreas en sus distintos niveles de tensión, extendiéndose a lo largo de la ruta de la línea, y soportado por las torres de transmisión. (MEM, 2012)

En los primeros tiempos de transmisión de potencia eléctrica, los conductores eran generalmente de cobre, pero los conductores de aluminio han reemplazado completamente a los de cobre debido a su menor costo y al peso ligero de un conductor de aluminio comparado con uno de cobre de igual resistencia. En los comienzos de la transmisión de energía eléctrica, se realizaba en corriente continua, en donde los conductores sólidos cilíndrico fueron muy utilizados, por una gran variedad de particularidades, con el devenir del tiempo, la transmisión en corriente alterna obligó a la utilización de conductores multifilares trenzados en forma helicoidal, con el fundamento de dotar de flexibilidad de a los conductores, además de una serie de características relevantes a la transmisión en corriente alterna. (Logantt, 2007)

1.1.3.2 Aisladores

Son elementos que soportan mecánicamente los conductores de las líneas y asegurar el aislamiento entre los conductores de fase o entre un conductor de fase y las estructuras puestas a tierra. Así pues, por algunas décadas, las cualidades eléctricas y mecánicas de los aisladores no deberán ser

destruidas, por ninguno de los esfuerzos de todo tipo que estarán sometidos. Además, deberán facilitar todo trabajo que pudiera efectuarse en la línea, aun mantenida en tensión eléctrica, sin perjudicar la recepción de las señales electromagnéticas, radio, televisión y otros, ni la estética si fuera posible. Los aisladores se pueden clasificar desde diferentes puntos de vista, según el material elegido para su manufactura: aisladores de vidrio, porcelana o de plástico. Según su uso de tiene aisladores de intemperie y aisladores de recintos cubiertos, aislador de suspensión o aisladores de amarre, así como también aisladores de apoyo. También se diferencia entre aisladores de corriente continua y de corriente alterna. (Logantt, 2007)

1.1.3.3 Soportes o Estructuras

La función de los soportes es mantener los conductores alejados entre sí y con el suelo, para evitar arcos entre conductores o problemas debajo y al lado de los mismos. La naturaleza de los soportes es muy variada, en los sistemas de transmisión suelen ser metálicos, concreto o madera, y su selección depende de un análisis económico. La materia prima de las estructuras ha sido siempre una respuesta a las facilidades de los recursos naturales lo cual ha desarrollado técnicas muy particulares en cada país. Los soportes deben ser resistentes a los agentes externos, tales como vientos, nieve, lluvia, etc., y además deben de brindar una facilidad de instalación.

Los soportes son estructuras destinadas para mantener en las líneas de transmisión aéreas, los conductores separados entre sí y de tierra. Los postes se designan con este nombre los soportes de poca altura, de cuerpo vertical único; tales como los postes de madera y hormigón, y algunas veces también a los postes metálicos de gruesos perfiles no ensamblados, destinados a las líneas de media tensión. (Logantt, 2007).



Figura 2. Estructura metalica de linea de transmision electrica.

1.1.3.4 Herrajes

Los herrajes que forman arreglos son conjuntos de piezas metálicas que se agrupan para llevar a cabo una función muy particular. La selección de cada uno de los herrajes que conforman el arreglo no puede ser realizada sin tomar en cuenta el conjunto y los elementos a los cuales acopla. Los herrajes en arreglos pueden ser (Logantt, 2007):

- Herrajes de Fijación de cadena de aisladores.
- Herrajes para unir entre sí los extremos de la cadena de aisladores y los conductores.
- Herrajes para proteger los aisladores.
- Mordazas de amarre y suspensión
- Herrajes para el cable de guarda.

1.1.3.5 Cable de Guarda

Son cables sin tensión colocados en la parte más alta en las redes de alta tensión, se conectan en la misma estructura metálica en cada torre, su función es: apantallar descargas atmosféricas como los rayos, que pueden impactar directamente a los conductores de alta tensión. (Rodríguez, 2010)

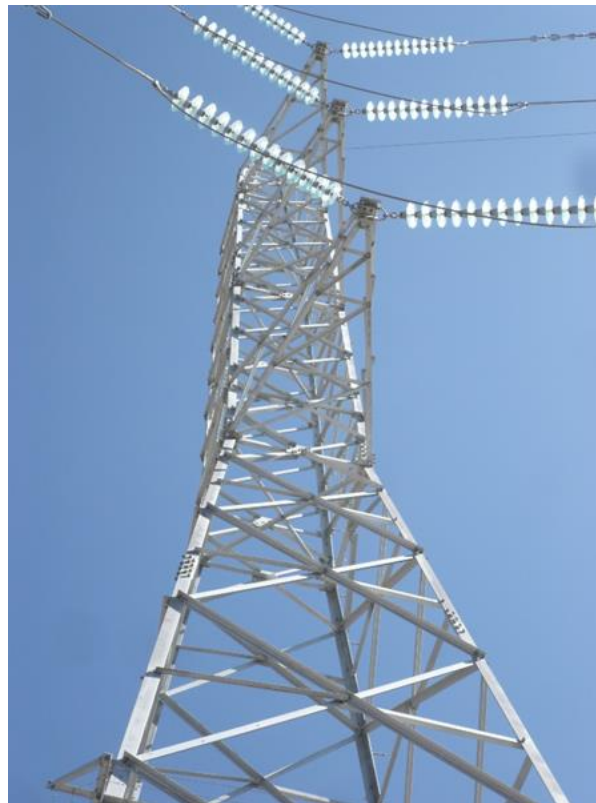


Figura 3. Morseteria y aisladores de línea de transmisión eléctrica

1.1.3.6 Sistema de puesta a tierra

Los sistemas de puesta a tierra deberán ser diseñados para minimizar peligros eléctricos al personal y deberán tener resistencias a tierra suficientemente bajas para permitir la rápida operación de los dispositivos de protección de circuitos. Los sistemas de puesta a tierra pueden consistir de conductores enterrados y de varios tipos de electrodos de puesta a tierra. (MEM, 2012)

La función del sistema de puesta a tierra es doble:

Proporcionar un camino de impedancia suficientemente baja, vía los conductores de tierra, de regreso a la fuente de energía, de tal modo que

ante el evento de una falla a tierra de un conductor activo, fluya por una ruta predeterminada una corriente suficiente, que permita operar al dispositivo de protección del circuito.

Limitar a un valor seguro la elevación de potencial en todas las estructuras metálicas a las cuales tienen normalmente acceso personas y animales, bajo condiciones normales y anormales del circuito. La conexión conjunta de todas las estructuras metálicas normalmente expuestas, previene la posibilidad de una diferencia de potencial peligrosa que surja entre contactos metálicos adyacentes ya sea bajo condiciones normales o anormales. Hay dos tipos principales de conductores de tierra: los conductores de protección (o de conexión) y los electrodos de tierra.

En sistemas de baja tensión con neutro con múltiples puestas a tierra, la resistencia de puesta a tierra del neutro en los puntos más desfavorables, estando conectadas todas las puestas a tierra, no deberá superar los siguientes valores (MEM, 2012).:

- En centro urbano o urbano rural 6 ohm
- En localidades aisladas o zonas rurales 10 ohm.

1.1.4 Mantenimiento

1.1.4.1 Gestión de Mantenimiento

Se refiere a aquellas actividades que se realizan en los sistemas, instalaciones o equipos con la finalidad de permitir que se conserven en buenas condiciones. De acuerdo a García (2003) el mantenimiento se define como el conjunto de técnicas destinadas a conservar equipos e instalaciones en servicio durante el mayor tiempo posible y con el máximo rendimiento.

De manera general Milano (2005) define el mantenimiento como “todas aquellas labores que realiza el usuario durante la vida operativa de los equipos o sistemas para lograr que estén en estado de funcionamiento o volverlos a ese estado”

El objetivo del mantenimiento, es optimizar la disponibilidad del equipo al menor costo posible, tratando de minimizar las fallas que puedan ocurrir, a fin de evitar paradas en su operación. A continuación, se hace un listado de los objetivos del Mantenimiento, de acuerdo con Ruano (2010).

1.1.4.2 Objetivos del Mantenimiento

- Evitar, reducir, y en su caso, reparar, las fallas sobre los bienes.
- Disminuir la gravedad de las fallas que no se puedan evitar.
- Evitar detenciones inútiles o paradas de máquinas.
- Evitar accidentes.
- Evitar incidentes y aumentar la seguridad para las personas.
- Conservar los bienes productivos en condiciones seguras y preestablecidas de operación.
- Balancear el costo de mantenimiento con el correspondiente al lucro cesante.
- Alcanzar o prolongar la vida útil de los bienes.

Los tipos de mantenimiento se pueden clasificar de la siguiente manera:

1.1.4.3 Mantenimiento Correctivo

Son las actividades que se llevan a cabo, con la finalidad de corregir una falla presentada por un equipo o sistema después de un paro no previsto.

De acuerdo con García (2003) se define como el conjunto de tareas destinadas a corregir los defectos que se van presentando en los distintos equipos y que son comunicados al departamento de mantenimiento por los usuarios de los mismos. A continuación, se presentan las ventajas y desventajas de este tipo de mantenimiento:

Ventajas

- Si el equipo está preparado la intervención en el fallo es rápida y la reposición en la mayoría de los casos será con el mínimo tiempo.
- No se necesita una infraestructura excesiva, un grupo de operarios competentes será suficiente, por lo tanto, el costo de mano de obra será

mínimo, resultando más prioritaria la experiencia y la pericia de los operarios, que la capacidad de análisis del tipo de problema.

- Es rentable en equipos que no intervienen de manera instantánea en la producción, donde la implantación de otro sistema resultaría poco económica.

Desventajas

- Se producen paradas y daños imprevisibles en la producción, los cuales afectan la planificación de manera descontrolada.
- Se suele producir una baja calidad en las reparaciones, debido a la rapidez en la intervención, y a la prioridad de reponer antes que reparar definitivamente, por lo que se vuelve un hábito trabajar defectuosamente.

1.1.4.4 Mantenimiento Preventivo

El mantenimiento preventivo se ejecuta a intervalos de tiempo predeterminados, aplicando ciertos criterios con la finalidad de evitar la degradación o deterioro de los sistemas, instalaciones y/o equipos. A continuación, se describen algunas ventajas y desventajas de este tipo de mantenimiento:

Ventajas:

- Exige un conocimiento de las máquinas y un tratamiento de los históricos que ayudará en gran medida a controlar la maquinaria e instalaciones.
- El cuidado periódico conlleva un estudio óptimo de conservación con el que es indispensable una aplicación eficaz para contribuir a un correcto sistema de calidad.
- Se requiere concretar de mutuo acuerdo con el departamento de producción, el mejor momento para realizar el paro de las instalaciones.

Desventajas:

- Representa una inversión inicial en infraestructura y mano de obra. El desarrollo de planes de mantenimiento se debe realizar por técnicos especializados.
- Si no se hace un correcto análisis, se puede sobrecargar el costo de mantenimiento sin mejoras sustanciales en la disponibilidad.
- Los trabajos rutinarios cuando se prolongan en el tiempo, producen falta de motivación en el personal, por lo que se deberán crear sistemas imaginativos para convertir un trabajo repetitivo en un trabajo que genere satisfacción y compromiso, la implicación de los operarios de preventivo es indispensable para el éxito del plan

1.1.4.5 Mantenimiento Predictivo

De acuerdo con Cuatrecasas (2003) el mantenimiento predictivo se basa en la utilización de equipos de diagnóstico y técnicas modernas de procesamiento de señales que evalúan las condiciones del equipo durante la operación y determinan cuándo se precisa realizar mantenimiento.

Este tipo de mantenimiento procura predecir la falla antes de que se produzca. Se trata de conseguir adelantarse a la falla o al momento en que el equipo o elemento dejará de trabajar en sus condiciones óptimas.

Ventajas

- Contribuye a minimizar las paradas no programadas.
- Reduce el stock de piezas necesarias para realizar el mantenimiento.
- Reducción de daños producidos por averías.

Desventajas

- La inversión inicial en los equipos requeridos tiene un costo elevado.
- Se requiere de personal con conocimientos técnicos, que les permita analizar los datos que generan los equipos.

1.1.4.6 Mantenimiento Rutinario

El Mantenimiento Rutinario es el que comprende actividades tales como: lubricación, limpieza, protección, ajustes, calibración u otras; su frecuencia de ejecución es hasta períodos semanales, generalmente es ejecutado por los mismos operarios de los Sistemas Productivos (SP) y su objetivo es mantener y alargar la vida útil de dichos SP evitando su desgaste.

1.1.4.7 Mantenimiento Productivo Total (TPM)

De acuerdo con Cuatrecasas (2003) los sistemas productivos que han concentrado sus esfuerzos en el aumento de su capacidad de producción, están evolucionando cada vez más hacia la mejora de su eficiencia, que lleva a los mismos a la producción necesaria en cada momento, con el mínimo empleo de los recursos, los cuales serán utilizados de forma eficiente.

Esto conlleva a la sucesiva aparición de nuevos sistemas de gestión, que con sus técnicas han permitido una eficiencia progresiva en los sistemas productivos, y que han culminado precisamente con la incorporación de la gestión de los equipos y medios de producción orientados a la obtención de la máxima eficiencia, a través del Mantenimiento Productivo Total (TPM por sus siglas en inglés Total Productive Maintenance).

La meta del TPM es la maximización de la eficiencia global de los equipos en los SP, eliminando las averías, los defectos y los accidentes con la participación de todos los miembros de la empresa. El personal y la maquinaria deben funcionar de manera estable bajo condiciones de cero averías y cero defectos, dando lugar a un proceso en flujo continuo. Por lo tanto, se puede decir que el TPM promueve la producción Justo a Tiempo (JIT) y la automatización controlada de las operaciones.

El resultado final que se persigue con la implementación del TPM es lograr un conjunto de equipos e instalaciones productivas más eficaces, una reducción de las inversiones necesarias en ellos y un aumento de la flexibilidad del sistema productivo.

1.1.4.8 Confiabilidad

Prando (1996) define como la “característica de un equipo, instalación o línea de fabricación, que se mide por el tiempo promedio en que puede operar entre fallas consecutivas MTTF”

1.1.4.9 Mantenibilidad

De acuerdo con Prando (1996) es el tiempo promedio requerido para reparar la falla ocurrida y está influenciada por el diseño del equipo y el modo en que se encuentre instalado.

Por otro lado, Nava (2004) lo define como la probabilidad de que un SP pueda ser restaurado a condiciones normales de operación dentro de un periodo de tiempo dado, cuando su mantenimiento ha sido realizado de acuerdo a procedimientos preestablecidos.

1.1.4.10 Disponibilidad

Conocida en inglés como *Availability*, es una función que permite estimar el porcentaje de tiempo total en que se puede esperar que un equipo esté disponible. Prando (1996), la define como la “característica de un equipo, instalación o línea de fabricación que expresa su habilidad para operar sin problemas. Depende de los atributos del sistema técnico y de la eficiencia y eficacia de la Gestión de Mantenimiento”.

1.1.4.11 Pedido de Trabajo

De acuerdo con Prando (1996), es la solicitud de una tarea que va a ser ejecutada por Mantenimiento, la cual es requerida por Producción, por Calidad o por el propio Mantenimiento y que es ingresada al sistema para su concreción posterior.

1.1.4.12 Orden de Trabajo

Es el soporte más importante para el historial de fallas de los diferentes objetos de mantenimiento. De acuerdo con Prando (1996), es el instructivo mediante el cual, se indica ejecutar una tarea a los sectores operativos de mantenimiento.

1.1.4.13 Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad

Llamado también por sus siglas en inglés RCM o Reliability Centred Maintenance, (Mantenimiento Centrado en Fiabilidad/Confiabilidad) es una técnica más dentro de las posibles para elaborar un plan de mantenimiento en una planta industrial y que presenta algunas ventajas importantes sobre otras técnicas. Inicialmente fue desarrollada para el sector de aviación, donde los altos costes derivados de la sustitución sistemática de piezas amenazaban la rentabilidad de las compañías aéreas. Posteriormente fue trasladada al campo industrial, después de comprobarse los excelentes resultados que había dado en el campo aeronáutico.

RCM se basa en analizar los fallos potenciales que puede tener una instalación, sus consecuencias y la forma de evitarlos. Fue documentado por primera vez en un informe escrito por F.S. Nowlan y H.F. Heap y publicado por el Departamento de Defensa de los Estados Unidos de América en 1978. Desde entonces, el RCM ha sido usado para diseñar el mantenimiento y la gestión de activos en todo tipo de actividad industrial y en prácticamente todos los países industrializados del mundo. Este proceso definido por Nowlan y Heap sirvió de base para el desarrollo del RCM, que ha sido mejorado y refinado con su uso y con el paso del tiempo. Muchas de las posteriores evoluciones de la idea original conservan los elementos clave del proceso ideado por Nowlan y Heap. Sin embargo el uso extendido del nombre “RCM” ha llevado a que surjan un gran número de metodologías de análisis de fallos que difieren significativamente del original, pero que sus autores también llaman “RCM”. Muchos de estos otros procesos no alcanzan los objetivos definidos por Nowlan y Heap, y algunos son incluso contraproducentes. En general tratan de abreviar y resumir el proceso, lo que lleva en algunos casos a desnaturalizarlo completamente. (Garrido, 2009).

1.1.4.14 Concepto del MCC

El MCC sirve de guía para identificar las actividades de mantenimiento con sus respectivas frecuencias a los activos más importantes de un

contexto operacional. Esta no es una fórmula matemática y su éxito se apoya principalmente en el análisis funcional de los activos de un determinado contexto operacional, realizado por un equipo natural de trabajo. “El esfuerzo desarrollado por el equipo natural permite generar un sistema de gestión de mantenimiento flexible, que se adapta a las necesidades reales de mantenimiento de la organización, tomando en cuenta, la seguridad personal, el ambiente, las operaciones y la razón costo/beneficio” (Jones, 1995)

La metodología MCC, propone un procedimiento que permite identificar las necesidades reales de mantenimiento de los activos en su contexto operacional, a partir del análisis de las siguientes siete preguntas:

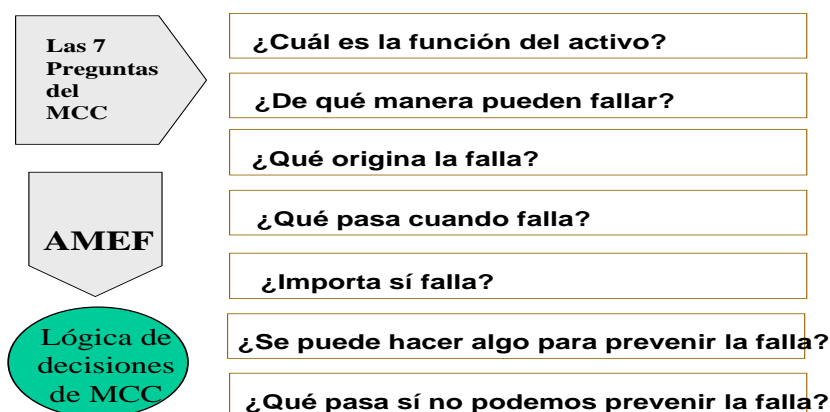


Figura 4. Siete preguntas claves del MCC
Fuente:(Jones, 1995).

1.1.4.15 Proceso de implantación del MCC

A continuación se presenta el esquema propuesto para implantar el MCC. El éxito del proceso de implantación del MCC, dependerá básicamente del desempeño del equipo natural de trabajo, el cual se encargará de responder las siete preguntas básicas del MCC, siguiendo el siguiente esquema:

Flujograma de implementación del MCC

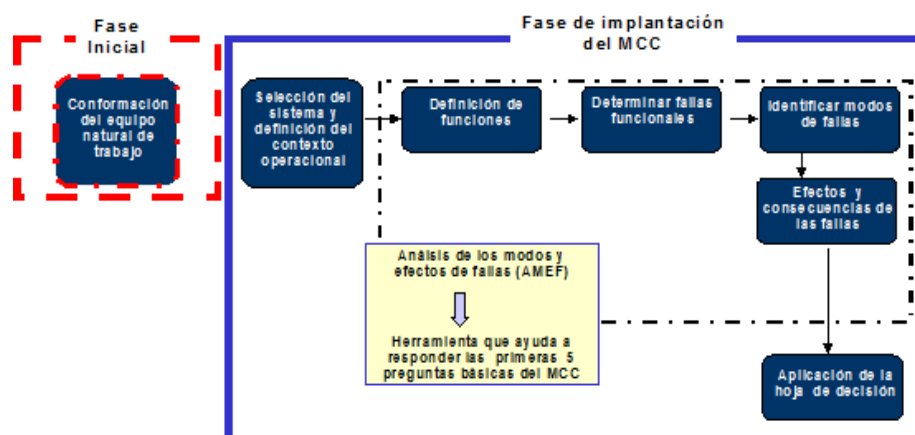


Figura 5. Proceso de implementación del MCC
Fuente: (Jones, 1995).

1.1.4.16 Conformación de los Equipos Naturales de Trabajo

Un Equipo Natural de Trabajo, se define dentro del contexto del MCC, como un conjunto de personas de diferentes funciones de la organización que trabajan juntas por un período de tiempo determinado en un clima de potenciación de energía, para analizar problemas comunes de los distintos departamentos, apuntando al logro de un objetivo común.



Figura 6. Integrantes de un equipo natural de trabajo
Fuente:(Jones, 1995)

1.1.4.17 Características de los Equipos naturales:

Alineación: Cada miembro está comprometido con los acuerdos del equipo. Esto demanda que la misión y visión sea compartida por todos. En

este sentido la tendencia es sacarle provecho a los desacuerdos y conflictos para integrar los aportes de los miembros, a fin de lograr soluciones efectivas.

Coordinación: Esta característica, implica que cada miembro del equipo teniendo roles y responsabilidades claras se apropia de los compromisos del equipo como si fueran las suyas individuales.

Comprensión: La comprensión es un compromiso compartido. Esto requiere habilidad para distinguir entre “puntos de vista”, “interpretaciones” y “los hechos”, para así coordinar y divulgar el propio punto de vista y ayudar a los otros a considerarlo y considerar el punto de vista del otro.

Respeto: Apreciar y sentir verdadero aprecio por el otro. Desarrollar y mejorar continuamente la habilidad de ver las cosas, como lo ve la otra persona “ponerse en los zapatos del otro”, pero sin perder las perspectivas de la objetividad de la realidad operacional.

Confianza: Tener confianza en que los demás van a desempeñar sus responsabilidades de manera óptima. Confiar en que cada miembro del equipo buscará insumos requeridos para la toma de decisiones, consolidando la pro actividad individual para modelar este clima.



Figura 7. Roles de los participantes
 Fuente: (Jones, 1995).

“La experiencia de analistas expertos en MCC, ha demostrado claramente que la mayor eficiencia y significancia de los resultados obtenidos por el MCC, es a partir del análisis a los distintos “sistemas” como nivel de detalle de una organización. En la mayoría de las plantas, los “sistemas” son usualmente identificados, y estos son usados para realizar los bloques lógicos funcionales e identificar los procesos asociados al sistema, para los esquemáticos de planta y tuberías y para los diagramas de instrumentación, razones por las cuales el nivel de detalle referido al análisis de los sistemas, ofrece la información más detallada y precisa”.

1.1.4.18 Jerarquización de sistemas

Es una metodología que permite jerarquizar sistemas, instalaciones y equipos, en función de su impacto global, con el fin de optimar el proceso de asignación de recursos (económicos, humanos y técnicos). El término “crítico” y la definición de criticidad pueden tener diferentes interpretaciones y van a depender del objetivo que se está tratando de jerarquizar. Desde esta óptica existen una gran diversidad de herramientas de criticidad, según las oportunidades y las necesidades de la organización.

1.1.4.19 Análisis de los modos y efectos de Falla. (AMEF)

El Análisis de los Modos y Efectos de Fallas (AMEF), constituye la herramienta principal del MCC, para la optimización de la gestión de mantenimiento en una organización determinada. El AMEF es un método sistemático que permite identificar los problemas antes que estos ocurran y puedan afectar o impactar a los procesos y productos en un área determinada, bajo un contexto operacional dado. Hay que tener presente que la realización del AMEF, constituye la parte más importante del proceso de implantación del MCC, ya que a partir del análisis realizado por los grupos de trabajo MCC, a los distintos activos en su contexto operacional, se obtendrá la información necesaria para poder prevenir las consecuencias o efectos de las posibles fallas, a partir de la selección adecuada de actividades de mantenimiento, las cuales actuarán sobre cada modo de falla y sus posibles consecuencias.

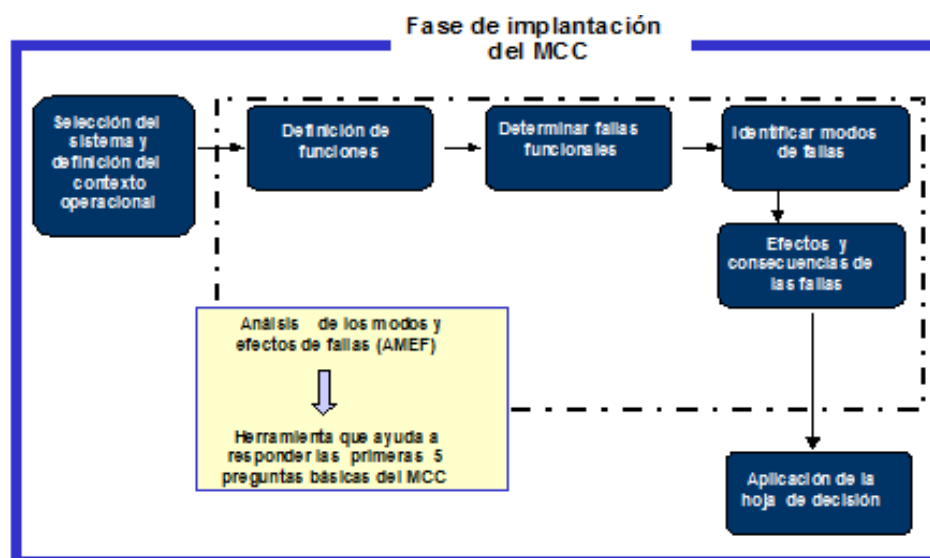


Figura 8. Flujo grama para el desarrollo del AMEF

Fuente: (Jones, 1995).

Por lo expresado anteriormente, se deduce que el objetivo básico del AMEF, es encontrar todas las formas o modos en los cuales puede fallar un activo dentro de un proceso, e identificar las posibles consecuencias o efectos de las fallas en función de tres criterios básicos para el MCC: seguridad humana, ambiente y operaciones (producción). Para poder cumplir con este objetivo, los grupos de trabajo MCC, deben realizar el AMEF siguiendo la siguiente secuencia:

- Explicar las funciones de los activos del área seleccionada y sus respectivos estándares de ejecución.
- Definir las fallas funcionales asociadas a cada función del activo.
- Definir los modos de fallas asociados a cada falla funcional.
- Establecer los efectos o las consecuencias asociadas a cada modo de falla.

1.1.4.20 Funciones y estándares de ejecución

En esta parte del proceso de implantación del MCC, el grupo de trabajo debe comprender que el objetivo básico del mantenimiento es preservar los activos en un estado que estos puedan cumplir con sus funciones básicas. Esto significa que los requerimientos de mantenimiento de cualquier activo podrán ser determinados si sus funciones están claramente

definidas y comprendidas. Para poder cumplir con esta fase del proceso de implantación del MCC, el grupo de trabajo deberá:

- Definir función y diferenciar los distintos tipos de funciones según el MCC.
- Aclarar los estándares de ejecución (operacionales) de cada activo.

Registrar los estándares de ejecución esperados asociados a cada función. (Knezevic, 1996).

1.1.4.21 Definición de función

El MCC define el término función, como el propósito o la misión de un activo en un contexto operacional específico (cada activo puede tener más de una función en el contexto operacional).

Para decidir cuándo un activo no está trabajando satisfactoriamente, es necesario definir qué es lo que el activo debe hacer para trabajar apropiadamente, por lo cual, uno de los aspectos importantes dentro del AMEF para el grupo de trabajo MCC, consiste en definir adecuadamente la función o las funciones asociadas a cada activo en su contexto operacional. Hay que tener presente que cada activo, usualmente tiene más de una función, para el MCC las funciones evidentes de un activo pueden ser divididas en cinco categorías:

1.1.4.22 Funciones primarias.

Las organizaciones adquieren activos físicos por una, probablemente dos y muy pocas veces por tres o más razones. Estas razones son descriptas por definiciones de funcionamiento. Se conocen como funciones primarias por ser la razón principal por la que es adquirido el activo físico. Son las razones por las cuales existe el activo, por lo que debemos definirlas tan precisamente como sea posible. (Moubray, 2004)

1.1.4.23 Funciones secundarias

En adición a las funciones primarias, la mayoría de los activos tiene un número significativo de funciones secundarias. Estas son usualmente

menos obvias que las funciones primarias, pero las consecuencias que podrían generar sus fallas pueden ser más serias que las consecuencias originadas por las fallas de una función primaria, hecho por el cual se justifica el invertir gran cantidad de tiempo y esfuerzo para su análisis con el fin de preservar el buen funcionamiento de este tipo de funciones.

1.1.4.24 Funciones de protección

En la actualidad, los activos a mantener tienden a ser más complejos, lo que hace que el número de caminos por los cuales pueden fallar estos activos se incremente de forma exponencial, trayendo consigo un crecimiento en la variedad y severidad de las consecuencias de fallas. Para tratar de eliminar (o al menos reducir) estas consecuencias de fallas, se ha incrementado el uso de equipos de protección con funciones de protección en los activos a mantener.

Las funciones de protección de los equipos de protección de un activo, solo reaccionan cuando algo malo está ocurriendo, haciendo en la mayoría de los casos que el activo deje de cumplir con sus funciones principales. De forma general los equipos de protección cumplen con las siguientes funciones de protección:

1.1.4.25 Funciones de Control

Al igual que los equipos de protección que cumplen funciones de protección existen también dispositivos de control que cumplen funciones de control en los activos a mantener. El patrón de funcionamiento de los equipos de control consiste en tomar mediciones con dispositivos especiales, los cuales se encargan de captar señales (temperatura, presión, flujo, cantidad de compuesto, etc.) las cuales serán traducidas en valores específicos y comparadas con rangos normales de operación previamente establecidos, permitiendo de esta forma controlar y vigilar el buen funcionamiento de los distintos procesos.

1.1.4.26 Funciones subsidiarias

Funciones subsidiarias ocurren cuando un activo posee equipos adicionales ajustados a un particular y adicional proceso diferente del proceso principal. En otras palabras, son funciones realizadas en el proceso principal por equipos especiales adecuados a procesos específicos que no están relacionados directamente con el producto final del proceso principal. Las funciones subsidiarias de estos equipos especiales son descritas por su propósito o salida particular.

1.1.4.27 Estándares de ejecución

Según la filosofía del MCC, el mantenimiento debe asegurar que los activos cumplan eficientemente las funciones para las cuales fueron diseñados dentro de un contexto operacional específico, a partir de actividades de prevención (actuar antes de que ocurra la falla). Por otra parte, cuando las actividades de mantenimiento se realizan por consecuencia de una falla no prevista, se les denomina actividades correctivas de mantenimiento, en estos casos, los activos no podrán cumplir con sus funciones (en otras palabras, son situaciones donde los activos han fallado). Para poder identificar cuando un activo no está cumpliendo sus funciones, los integrantes del grupo seleccionado de llevar a cabo la implantación del MCC, deberán tener claramente definido cuando un activo está cumpliendo su misión de manera eficiente, pero ¿cómo se sabe cuándo un activo está cumpliendo su función de forma eficiente?

Con el fin de dar respuesta a la interrogante planteada, se deben conocer e identificar los estándares de ejecución asociados a las funciones de los activos a analizar. El MCC define un estándar de ejecución como:

“El parámetro que permite especificar, cuantificar y evaluar de forma clara la misión de un activo con respecto a la función que según la confiabilidad de diseño o la capacidad de diseño es capaz el activo de cumplir, o con respecto a la función que se espera (desea) que el activo cumpla dentro de un contexto operacional específico”.

Los dos estándares de ejecución asociados a cada función son:

El estándar de ejecución deseado (se refiere al parámetro funcional que se desea o espera conseguir del activo en el contexto operacional)

El estándar de ejecución asociado a la confiabilidad inherente o a la capacidad inherente (se refiere al parámetro funcional que es capaz de realizar un activo según su confiabilidad o capacidad de diseño).

La mayoría de los activos son diseñados y construidos bajo adecuadas condiciones y especificaciones, por lo cual es posible desarrollar programas de mantenimiento que aseguren que los activos cumplan con los estándares de ejecución requeridos (deseados). En otras palabras, estos activos son mantenibles.

En el otro caso, si el estándar de operación deseado para el desempeño de un activo, excede los límites del estándar de ejecución asociado a su capacidad o confiabilidad de diseño, entonces el mantenimiento no podrá ayudar a conseguir el estándar de ejecución deseado. En otras palabras, estos activos no son mantenibles.

1.1.4.28 Fallas funcionales asociadas a cada función del activo

En la sección anterior se explicó como cada activo cumple una función o funciones específicas en un contexto operacional dado. El próximo paso que debe ser cubierto por el grupo de trabajo MCC, en el proceso de análisis de los efectos y modos de falla, es determinar cómo dejan de cumplir los activos sus funciones. La pérdida de una función es conocida por el MCC como una falla funcional.

Para la comprensión de esta fase del proceso de implantación del MCC, el grupo de trabajo MCC deberá tener conocimiento en relación a los siguientes aspectos:

- El concepto de falla funcional.
- La relación entre los estándares de ejecución y las fallas funcionales.

- Las implicaciones que trae consigo, el hecho de que cada estándar funcional asociado a una función puede tener más de una falla funcional.
- La forma de registrar las fallas funcionales en la Hoja de trabajo diseñada para el AMEF.

1.1.4.29 Definición de falla funcional

“Falla funcional es definida como una ocurrencia no previsible, que no permite que el activo alcance el estándar de ejecución esperado en el contexto operacional en el cual se desempeña, trayendo como consecuencia que el activo no pueda cumplir con su función o la cumpla de forma ineficiente” (Parra, 1998).

En otras palabras, el cumplimiento de forma no satisfactoria de una determinada función por parte de un activo en su contexto operacional, puede definirse como falla funcional. El nivel de insatisfacción producido por causa de una falla funcional, dependerá básicamente de las consecuencias que pueda generar la aparición de la misma dentro del contexto operacional.

1.1.4.30 Fallas funcionales y los Estándares de ejecución esperados

Para poder identificar de forma clara cuando un activo está cumpliendo su función de forma eficiente, es necesario que el grupo de trabajo MCC, defina de forma precisa el estándar de ejecución que se espera obtener del activo, dentro del contexto operacional donde el mismo se va a desempeñar.

1.1.4.31 Modos de fallas asociados a cada falla funcional

Las funciones de los activos en el contexto operacional y las fallas funcionales dictarán el nivel al cual es requerido el mantenimiento o en otras palabras la definición clara de estos conceptos permitirá establecer los objetivos del mantenimiento con respecto a los activos en su actual contexto operacional.

Las fallas funcionales tienen causas físicas que originan la aparición de las mismas, estas causas son denominadas modos de fallas (causas de las fallas funcionales).

Las actividades de prevención, anticipación o corrección de fallas funcionales según el MCC, deben estar orientadas a atacar modos de fallas específicos. Esta afirmación, constituye una de las mayores diferencias entre el MCC y forma tradicional de gestionar el mantenimiento, es decir, que para el MCC, las actividades de mantenimiento generadas a partir del análisis realizado por el grupo de trabajo MCC, atacarán específicamente a cada uno de los modos de fallas asociados a cada falla funcional (cada falla funcional puede tener más de un modo de falla).

La identificación correcta por parte del grupo de trabajo MCC de los modos de fallas será el factor básico para la selección adecuada de las actividades de mantenimiento.

1.1.4.32 Nivel de identificación de los modos de fallas

El nivel al cual se gestiona el mantenimiento de un activo, se relaciona con el nivel al cual se identifica el modo de falla. Muchas veces el nivel al cual se identifica el modo de falla no corresponderá al nivel de detalle seleccionado para analizar el activo y sus funciones, por lo cual, para poder desarrollar un sistema de gestión de mantenimiento de un determinado grupo de activos en un contexto operacional, es necesario identificar el nivel al cual se producirán los distintos modos de fallas asociados a las funciones de un activo en su actual contexto operacional.

1.1.4.33 Causas raíces de las fallas funcionales

Los modos de fallas a registrar en mucho de los casos serán las causas raíces de las fallas funcionales, éstas van a depender del nivel de detalle al cual se esté realizando el AMEF. Hay que tener cuidado en este punto, porque es fácil confundir los efectos de las fallas con los modos de fallas que causan esos efectos. Una forma práctica de reconocer la causa raíz o las causas raíces de un modo de falla es preguntándose: ¿qué causó la ocurrencia de la falla funcional? A partir de la respuesta o las respuestas a

esta pregunta, se obtendrá la descripción de la causa raíz o las causas raíces asociadas a la falla funcional del activo en estudio (recordemos que cada falla funcional puede tener más de un modo de falla).

1.1.4.34 Registro de los Modos de fallas

El grupo de trabajo MCC debe tener presente que no es posible o deseable que todos los modos de fallas que pueden ocurrir por causa de una falla funcional sean registrados. El registro de los modos de fallas deberá excluir aquellos cuya posibilidad de ocurrencia sea sumamente baja. Para el registro de los modos de fallas se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Modos de Fallas asociados a un activo, ocurridas anteriormente en un contexto operacional similar o parecido.
- Modos de Fallas asociados a un activo, que sin haber ocurrido aún en el actual contexto operacional o en uno similar, tienen una probabilidad de falla razonable (identificada estadísticamente).
- Modos de Fallas asociados a un activo, cuyos efectos sean severos para la seguridad humana, el ambiente o las operaciones.

En el proceso de análisis de los modos de fallas el grupo de trabajo MCC, deberá buscar información relacionada a la ocurrencia de los modos de fallas a partir de:

- Los operadores y mantenedores que hayan tenido una larga asociación con los activos a analizar.
- Los fabricantes y vendedores de equipos.
- Otros usuarios de los mismos equipos.
- Los registros técnicos existentes de cada activo.
- La base de datos existente en la organización.

El proceso de prevención de los modos de fallas, tiene mucho más que ver con la eliminación o reducción de las consecuencias de los modos de fallas, que con la prevención misma de los modos de fallas (Parra, 1998).

1.1.4.35 Consecuencias de los Modos de Fallas según el MCC

Con el fin de poder decidir cuál es la mejor actividad de mantenimiento a ejecutar, es necesario que el grupo de trabajo MCC. Tenga claramente definido el aspecto relacionado a las consecuencias de los modos de fallas. El impacto que cualquier modo de falla puede tener sobre la organización, dependerá, básicamente, de tres factores:

- Del contexto operacional donde trabaje el activo.
- Del estándar de ejecución deseado, asociado a una determinada función.
- De los efectos o consecuencias físicas que puede provocar la ocurrencia de cada modo de falla.

La combinación de los tres factores mencionados, hace que cada modo de falla tenga una forma característica de impactar a la seguridad, al ambiente o a las operaciones.

1.1.5 Distribución Weibull

La distribución de Weibull complementa a la distribución exponencial y a la normal, se usa cuando se sabe de antemano que una de ellas es la que mejor describe la distribución de fallos o cuando se han producido muchos fallos (al menos 10) y los tiempos correspondientes no se ajustan a una distribución más simple.

La distribución de Weibull nos permite estudiar cuál es la distribución de fallos de un componente clave de seguridad que pretendemos controlar y que a través de nuestro registro de fallos observamos que éstos varían a lo largo del tiempo y dentro de lo que se considera tiempo normal de uso.

La distribución de Weibull se representa normalmente por la función acumulativa de distribución de fallos $F(t)$:

$$F(t) = 1 - e^{-\left[\frac{t-t_0}{\eta}\right]^\beta} \quad (1)$$

Siendo la función densidad de probabilidad:

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-t_0}{\eta} \right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t-t_0}{\eta} \right)^\beta} \quad (2)$$

La tasa de fallos para esta distribución es:

$$\lambda(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-t_0}{\eta} \right)^{\beta-1} \quad (3)$$

Las ecuaciones (1), (2) y (3) sólo se aplican para valores de $(t - t_0) \geq 0$. Para valores de $(t - t_0) < 0$, las funciones de densidad y la tasa de fallos valen 0. Las constantes que aparecen en las expresiones anteriores tienen una interpretación física:

t_0 es el parámetro de posición (unidad de tiempos) o vida mínima y define el punto de partida u origen de la distribución.

η es el parámetro de escala, extensión de la distribución a lo largo, del eje de los tiempos. Cuando $(t - t_0) = \eta$ la fiabilidad viene dada por:

$$\begin{aligned} R(t) &= \exp(-t/\text{MTBF}) = \exp(-\lambda t) \quad R(t) = \exp(-t/\text{MTBF}) = \exp(-\lambda t) \\ &= 1 / 2,718 = 0,368 \quad (36,8\%) \end{aligned}$$

Entonces la constante representa también el tiempo, medido a partir de:

$$t_0 = 0, \text{ según lo cual dado que:}$$

$F(t) = 1 - 0,368 = 0,632$, el 63,2 % de la población se espera que falle, cualquiera que sea el valor de β ya que como hemos visto su valor no influye en los cálculos realizados. Por esta razón también se le llama usualmente vida característica.

β es el parámetro de forma y representa la pendiente de la recta describiendo el grado de variación de la tasa de fallos.

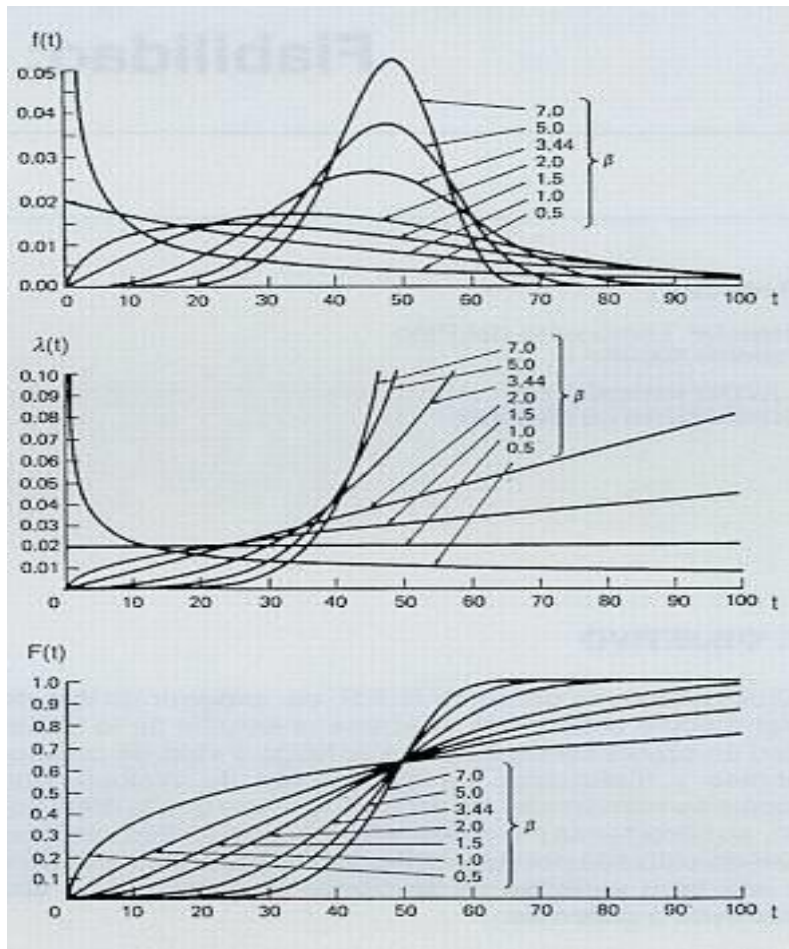


Figura 9. Tasas de fallas, confiabilidad, parámetro beta
Fuente: (Moubray, 2004).

1.1.5.1 Función de confiabilidad

Es una función decreciente denominada también función de supervivencia es la probabilidad de sobrevivir hasta el tiempo t , se representa como:

$$R(t) = 1 - F(t) \tag{4}$$

Para el caso de la función exponencial es:

$$R(t) = e^{-\lambda t} \tag{5}$$

La función de riesgo que se define como:

$$h(t) = \frac{f(t)}{R(t)} \tag{6}$$

Es el resultado del siguiente límite:

$$h(t) = \lim_{\Delta \rightarrow 0} \frac{P(t < T < T + \Delta | T > t)}{\Delta} \tag{7}$$

Representa la probabilidad de falla instantánea en el tiempo $t + \Delta t$ dado que la unidad ya sobrevivió hasta el tiempo t .

1.1.5.2 Vida útil de un producto

La vida útil de un producto se puede representar por una curva de la bañera, como sigue:

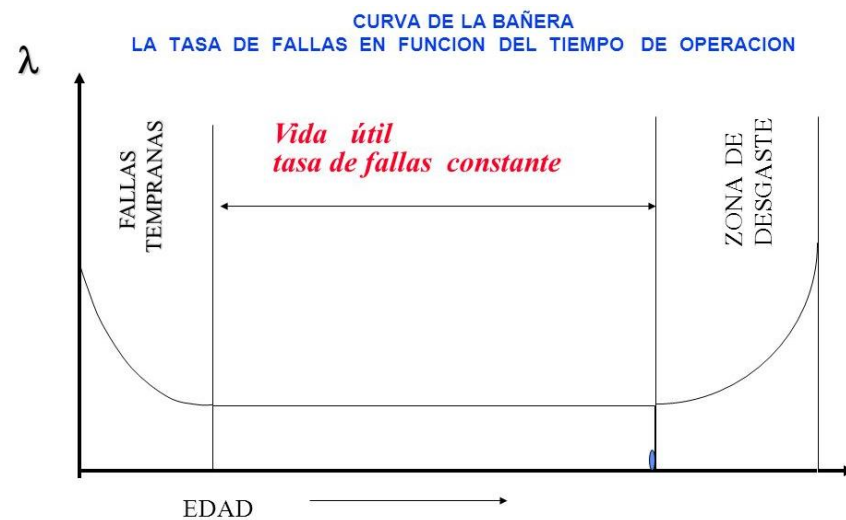


Figura 10. Curva de la bañera
Fuente: (Moubray, 2004).

La mortalidad infantil representa las fallas debidas a problemas de diseño o ensamble con tasa de falla decreciente respecto al tiempo.

La zona de fallas aleatorias representa una tasa de falla constante respecto al tiempo.

La zona de desgaste o envejecimiento representa la zona de tasa de falla creciente cuando el componente está llegando a su vida útil. (Aguilar, 2006)

1.1.5.3 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 de forma β que tiene efecto sobre la forma de la distribución y el de escala η que afecta la escala del tiempo de vida.

La teoría de valores extremos demuestra que la distribución de Weibull se puede utilizar para modelar el mínimo de una gran cantidad de variables aleatorias positivas independientes de cierta distribución: tales como falla de un sistema con una gran cantidad de componentes en serie y con los mecanismos de falla aproximadamente independientes en cada componente.

Sus funciones básicas son:

Distribución de densidad:

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t}{\eta} \right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t}{\eta} \right)^{\beta}} \quad (8)$$

Distribución acumulada:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{\eta} \right)^{\beta}} \quad (9)$$

Función de confiabilidad:

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{\eta} \right)^{\beta}} \quad (10)$$

Función de riesgo:

$$h(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t}{\eta} \right)^{\beta-1} \quad (11)$$

1.1.5.4 Distribución Weibull de tres parámetros

En ocasiones las fallas no empiezan a observarse desde el tiempo cero sino hasta después de un periodo γ , es decir hasta después de este tiempo la probabilidad de falla es mayor a cero. Para esto se introduce en la distribución un parámetro de localización que recorre el inicio de la distribución a la derecha, quedando las funciones de densidad, de distribución, de confiabilidad y de riesgo para la distribución de Weibull (β, η, γ) como sigue:

Distribución de densidad:

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^\beta} \quad (12)$$

Distribución acumulada:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^\beta} \quad (13)$$

Función de confiabilidad:

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^\beta} \quad (14)$$

Función de riesgo:

$$h(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta-1} \quad (15)$$

Donde $t \geq \gamma$

1.1.6 Causas de salidas de líneas y redes eléctricas

1.1.6.1 Por el estado del tiempo

Ventisca, nieve, frío extremo, inundaciones, calor extremo, huracanes, tornados, hielo, descargas atmosféricas, lluvia, vientos fuertes, etc.

1.1.6.2 Misceláneos

Aeronaves, animales, vehículos, hundimientos, fuego, explosión, sabotaje, vandalismo, árboles, terremotos, etc.

1.1.6.3 Por componentes del sistema

Suministro de combustible, fallas en generadores, transformadores, equipos de interrupción, conductores, accesorios de postes, torres, aislamientos de líneas, subestaciones, equipo de control de tensión, equipo de protección, medida y control.

1.1.6.4 Por condiciones del sistema

Inestabilidad, voltajes altos y bajos, frecuencia alta o baja, sobrecargas, sistemas eléctricos vecinos, etc.

1.1.6.5 Personal de la empresa de energía

Por errores de operación del sistema y errores de mantenimiento.

1.2. Antecedentes

En el estudio de la metodología del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad ha causado aceptación dentro del área de Mantenimiento, por lo que actualmente es comúnmente utilizado. Entre las referencias encontradas mencionamos las siguientes:

Aplicación del mantenimiento centrado en la confiabilidad a motores a gas de dos tiempos en pozos de alta producción Como resultado de la aplicación de la metodología se espera lograr incrementar la vida útil de los componentes de los equipos, así como la disponibilidad de los mismos al disminuir las fallas y sus consecuencias, incrementando así, las ventas por la recuperación de petróleo crudo a un menor costo de mantenimiento. (Da Costa, 2010)

Gestión de Mantenimiento basado en la confiabilidad de las redes del sub sistema de distribución eléctrico 22.9/13.2 KV de san Gabán – Ollachea (Tesis de Maestría) Universidad Nacional del Altiplano - Puno, como resultados da como resultado para el conductor de aluminio, el cual nos indica que el mantenimiento preventivo se de realizar cada 1109 Horas de operación, con una confiabilidad del 85.94%, este

mantenimiento se relaciona como tarea primordial en el mantenimiento de la franja de servidumbre, en los siguientes elementos críticos que son básicamente los dispositivos de protección y principalmente los posos a tierra el mantenimiento preventivo se deberá realizar cada 658 horas de operación, con una confiabilidad del 55.28 %, esto nos indica que este mantenimiento será muy importante que se realice en las temporadas o épocas lluviosas del año en donde se presenta las tormentas eléctricas. (Villanueva, 2017)

Evaluación de Métodos para determinar la Confiabilidad mediante la distribución Weibull caso planta San Antonio (Tesis de Maestría) Universidad Nacional de San Agustín Arequipa, a partir de la confiabilidad, este parámetro es un indicador del funcionamiento de los diversos sistemas y/o subsistemas mecánicos, eléctricos, electrónicos, etc. de la maquinaria en general. Para estimar el valor de la confiabilidad, o sea los parámetros B,N y Y, se ha utilizado la distribución de Weibull, así mismo se ha desarrollado siete métodos para el cálculo de estos parámetros. Para este análisis se requiere de una confiable y consistente base de datos, y se uso los tiempos entre fallas de la faja transportadora N° 64 de la Planta San Antonio. Los resultados obtenidos, del análisis realizado permitieron comprobar que el método usando el Matlab, es el más adecuado. (Rosado, 2017)

Análisis de datos de Falla Universidad Nacional de Colombia, Sede Manizales se propone emplear la distribución de Weibull de 2 y 3 parámetros, ya que se ajusta bien a muchas condiciones dadas por otras distribuciones; de esta manera, dependiendo del valor de los parámetros de forma y de escala Weibull, se puede transformar en la distribución exponencial, en la distribución normal, en la distribución Rayleigh o en otras, pues todas ellas están contenidas en la distribución Weibull. (Ramirez, 2014)

Propuesta de Mantenimiento Preventivo Basado en la Confiabilidad del B.C.L. y del S.D.A.C. de la Flota A320 de Mexicana de Aviación Instituto Politécnico Nacional Secretaría de Posgrado e Investigación, En la función de distribución acumulada, para el BCL se observó el aumento de la probabilidad de falla conforme aumenta el tiempo. Así mismo de la función de Confiabilidad para el BCL se puede apreciar la disminución de la probabilidad de que no ocurra falla, para volverse crítico para las 25000 horas de operación. En la función de distribución acumulada, para el SDAC se observa el aumento de la probabilidad de falla conforme aumenta el tiempo. Así

mismo de la función de Confiabilidad para el SDAC se puede apreciar la disminución de la probabilidad de que no ocurra falla, para volverse crítico para las 35000 horas de operación. Este tipo de trabajo puede realizarse con otros componentes electrónicos o mecánicos que sean susceptibles de un mantenimiento preventivo basado en la confiabilidad. (Hernandez, 2010)

Diseño de un Sistema de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad para Líneas de Subtransmisión 69kv” Escuela Superior Politécnica del Litoral – Guayaquil Ecuador, contiene el diseño de un sistema de mantenimiento centrado en confiabilidad para líneas de subtransmisión a nivel de 69 kV, en donde el mayor problema al realizar este tipo de actividades son los costos asociados al mantenimiento en los sistemas de subtransmisión. (Encalada, 2017)

Propuesta de Modificación de mantenimiento Preventivo para mejorar la Confiabilidad de los Grupos Generadores de la Central Hidroeléctrica de Cahua Universidad Nacional del Centro del Perú, La investigación que se realizó corresponde a un diseño descriptivo comparativo de ambos grupos ya que la mejora de la confiabilidad se evidencia comparando el antes y el después, su función es comparar dos mediciones de puntuaciones y determinar que la diferencia no se deba al azar (que la diferencia sea estadísticamente significativa), para lo cual fue necesario las tablas de datos referentes a los grupos generadores, por lo que el estadístico de prueba utilizado fue el t de student para muestras apareadas, el mismo que permitió demostrar que realmente existe variación en la confiabilidad de los grupos generadores antes y después de la gestión de mantenimiento preventivo. (Angulo, 2017)

Planificación del mantenimiento para la gestión de activos en la red de distribución de energía eléctrica, utilizando modelos y análisis estadístico de datos de interrupción Caso SEAL_Arequipa, Se ha propuesto una metodología basada, en el análisis y elaboración de un mapa de riesgos el cual puede ser aplicado en cualquier red de distribución de energía eléctrica. Para la elaboración del mapa de riesgo se ha considerado los índices de importancia, probabilidad de falla y confiabilidad, obtenidos mediante el análisis de los datos de interrupciones de la empresa concesionaria de electricidad (caso SEAL S.A); estos índices servirán para evaluar la

probabilidad de ocurrencia así como el impacto de un evento, en el sistema de distribución. (Borda, 2014)

La investigación tuvo como objetivo realizar un “Análisis de modos y efecto de fallas (AMEF) en los Scooptrams de la Empresa Minera ATACOCHA”, para determinar la mejora del servicio que presta el equipo pesado. El estudio fue realizado en un período de seis meses. La investigación se considera de tipo descriptiva, y de diseño de campo no experimental. Esta consistió básicamente en un análisis de la situación actual de los equipos y también se procedió a determinar las fallas de los Scooptrams, se definió las fallas y sus respectivos mantenimientos para mejorar su funcionamiento, estos fueron los equipos que resultaron críticos el Scooptrams D-29, Scooptrams D-44 y Scooptrams D-46. Se llegó a esta conclusión evaluando la cantidad de fallas que presentaron cada uno de estos. La disponibilidad se realizó en forma mensual llegando a obtener la disponibilidad más alta en el mes marzo, donde el scooptrams D-46 R-1300G logro una disponibilidad del 91.28%, el scooptrams D-44 R1600H un a disponibilidad del 89.95% finalmente el scooptrams D-29 R-1600G una disponibilidad del 63.98% . (Guerra, 2017)

Este presente trabajo propone un método basado en RCM, para la gestión de mantenimiento en tractores agrícolas, involucrando la aplicación y adecuación de técnicas modernas que son utilizadas en forma exitosa en otras áreas. El método planteado propone realizar un análisis de las operaciones actuales de mantenimiento, para analizar los factores más críticos en relación a sus modos y efectos de fallas, para luego, plantear acciones de mejoramiento, que logren reducir los tiempos de operación y cuantificar la confiabilidad del sistema. El método propuesto servirá de guía para orientar a las municipalidades y empresas que operen tractores agrícolas, en la aplicación integral de las diversas técnicas de optimización y de confiabilidad, para poder predecir el comportamiento de los eventos de fallas y determinar las estrategias más efectivas en el mantenimiento de tractores agrícolas, de modo que los usuarios vean con satisfacción que con el tiempo se ha ido deteriorando. (Castro, 2017)

CAPÍTULO II

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1. Identificación del Problema

La ejecución de las tareas de mantenimiento está asociada con los costos, operacionales como consecuencias de no tener el sistema disponible para la operación.

Actualmente respecto al mantenimiento en el sector eléctrico existen varios métodos de mantenimiento, teniendo como principal inconveniente los altos costos operacionales que ocasionan al realizar este tipo de actividades; por lo tanto, en la actualidad se busca analizar, proponer y evaluar diferentes prácticas de mantenimiento para poder disminuir este gran problema. Por tal motivo es recomendable realizar un estudio que nos permita desarrollar y adoptar modelos de gestión de mantenimiento basado en la confiabilidad que permitan reducir costos para el mantenimiento eléctrico.

Las empresas transmisoras de energía eléctrica tienen un plan de mantenimiento, el cual no siempre es el acertado debido a que al realizar este tipo de actividades generan costos innecesarios, ya que muchas veces se realiza el mantenimiento cuando el sistema eléctrico no lo requiere.

El propósito de este proyecto de investigación comienza con la propuesta de una técnica de mantenimiento para línea de transmisión de 138 kV, tomando en consideración los actuales procedimientos que vienen realizando las empresas transmisoras para ejecutar las actividades de mantenimiento con la finalidad de comparar y evaluar dicha técnica a emplearse en el presente proyecto. Luego se

procederá a realizar un análisis técnico-económico de este método a emplearse para el mantenimiento y de la misma forma verificar si dicho método resulta viable para su ejecución y que a su vez permita la reducción de costos que generan este tipo de actividades.

Posteriormente, se analizan los indicadores de confiabilidad de la línea de transmisión más crítica en el período de un año, para luego realizar un análisis estadístico de fallas, que permitirán definir el momento indicado de evaluar las actividades de mantenimiento para cada elemento utilizando la distribución de probabilidades de Weibull.

Posteriormente se procederá a realizar un análisis técnico-económico de este método a emplearse para el mantenimiento y de la misma forma verificar si dicho método resulta viable para su ejecución y que a su vez permita la reducción de costos que generan este tipo de actividades.

2.2. Enunciados del Problema

En base a las ventajas y desventajas nombradas anteriormente y a las investigaciones realizadas sobre situaciones similares en distintas ciudades en la región, el País y el mundo, se ha planteado la necesidad de analizar: ¿Cómo es la Gestión de Mantenimiento de las redes de Transmisión de energía en el Sector Eléctrico?, en función de mejorar el proceso de mantenimiento y lograr la optimización de recursos.

Al haber descrito la situación actual de los sistemas de Transmisión Eléctrica, procedemos a formular el problema, del siguiente modo: ¿Es posible calcular y mejorar la Gestión de Mantenimiento de las redes de Transmisión de energía en el Sector Eléctrico?

2.2.1 Problema general

¿Cuál sería el planteamiento acertado de la Gestión de Mantenimiento preventivo para pronosticar el comportamiento futuro basado en la Confiabilidad, de las Redes de Transmisión Eléctrica 138 KV de Charcani – Yura?

2.2.2 Formulación de los problemas específicos

- ¿El desarrollo de un plan de Gestión de Mantenimiento Preventivo de las Redes de Transmisión Eléctrica 138 KV Charcani – Yura basado en la confiabilidad aplicando la metodología de Weibul, permitirá pronosticar y prevenir las fallas del sistema?
- ¿Se podrá determinar los elementos críticos y las fallas de las Redes de Transmisión Eléctrica 138 KV Charcani – Yura basado en la confiabilidad aplicando la metodología de Weibull?

2.3. Justificación

A partir de la problemática propuesta, surge la necesidad de justificar la investigación sobre el Estudio de la Gestión de Mantenimiento, que permita el cumplimiento de los objetivos planteados, a partir de una justificación, metodológica, socioeconómica y técnica.

2.4. Objetivos

2.4.1 Objetivo General

Desarrollar un sistema de gestión de mantenimiento preventivo basado en la confiabilidad para las Redes Eléctricas del Sistema de Transmisión Eléctrica 138 KV de Charcani – Yura.

2.4.2 Objetivos Específicos

- Desarrollar la alternativa del plan de mantenimiento preventivo de las Redes Eléctricas del Sistema de Transmisión Eléctrica 138 KV de Charcani – Yura. basado en la confiabilidad empleando la metodología de Weibull.
- Determinar los elementos críticos de las Redes del Sistema de Transmisión Eléctrica 138 KV de Charcani – Yura, para prevenir las fallas del sistema eléctrico.

2.5. Hipótesis

2.5.1 Hipótesis General

El desarrollo de un sistema de gestión de mantenimiento preventivo basado en la confiabilidad permitirá la prevención de fallas de las Redes Eléctricas del Sistema de Transmisión Eléctrica 138 KV de Charcani – Yura.

2.5.2 Hipótesis Específicas

- El desarrollo de una alternativa del plan de mantenimiento preventivo de las Redes de Transmisión Eléctrica 138 KV de Charcani – Yura basado en la confiabilidad empleando la metodología de Weibull permitirá pronosticar y prevenir las fallas del sistema
- La identificación de elementos críticos y fallas de las Redes del Sistema de Transmisión Eléctrica 138 KV de Charcani – Yura, será de utilidad para prevenir las fallas del sistema eléctrico.

CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. Lugar de Estudio

La zona del estudio se encuentra ubicada en la región de Arequipa, Provincia de Arequipa, distrito de Yura, en la región sierra. Geográficamente se sitúa entre las coordenadas UTM (PSAD56) 239270.48E, 8200901.64N; y 212980.47E, 8200904.09N. El Distrito de Yura cuenta con una superficie de 1942.90 Km², lo que representa el 20.06% de la superficie total de la Provincia de Arequipa.

Las características geográficas y climatológicas son las siguientes:

- Altitud (máxima /mínima) : 3 500/2 600 msnm
- Temperatura mínima /media / máxima : 0 °C / 18°C / 35°C
- Velocidad máxima de viento : 94 km/h
- Contaminación y Nivel isoceraúnico : Medio



Figura 11. Ubicación geográfica

Fuente: Google Earth.

3.2. Población

La población básicamente se refiere al sistema eléctrico de Yura tiene inicio de operaciones desde el año 1998, se conecta al sistema interconectado nacional mediante la Línea de Transmisión Santuario – Yura en 138 kV. Para luego llegar a la sub Estación de Yura 138/30/4.16 kV. dentro de la ciudad de Arequipa, las cuales son repartidas para las diferentes cargas que dispone la Empresa Yura.

3.3. Muestra

La muestra se realizó, de acuerdo a las inspecciones que se realizo en campo programadas periódicamente mensual, trimestral y semestral, datos de control y monitoreo que se realiza constantemente a la Línea de Transmisión Eléctrica.

3.4. Método de investigación

3.3.1 Tipo de investigación

Primeramente, definiremos dos conceptos fundamentales para enmarcar nuestro proyecto de investigación.

- **Investigación**, es el conjunto de actividades que desarrollamos para obtener conocimientos nuevos, es decir datos o informaciones que no poseemos, que desconocemos; y que necesitamos para tomar decisiones que contribuyan a resolver problemas cuyas soluciones desconocemos.
- **Investigación Científica**, es una estructura racional que integra como elementos indispensables a la investigación y a la ciencia ya establecida; y en ese orden necesario, es decir, privilegiando la investigación de problemas nuevos que afectan a la realidad, pero que son nuevos respecto a la ciencia ya establecida, o al conjunto de conocimientos ya provisoriamente establecidos y sistematizados por la humanidad; que permite obtener conocimientos nuevos, que como aportes se suman a la ciencia ya establecida.

En ese sentido para el presente proyecto de investigación según lo descrito por los diferentes autores referidos a la investigación científica moderna podemos decir que la presente investigación se enmarca dentro de la investigación cuantitativa descriptiva correlacional la que se describen a continuación.

Investigación descriptiva

La Investigación Descriptiva responde a las preguntas: .Como son?, .Dónde están?, .Cuanto son?, .Quiénes son?, etc.; es decir nos dice y refiere sobre las características, cualidades internas y externas, propiedades y rasgos esenciales de los hechos y fenómenos de la realidad, en un momento y tiempo histórico concreto y determinado.

En un estudio descriptivo se seleccionan una serie de cuestiones, conceptos o variables y se mide cada una de ellas independientemente de las otras, con el fin, precisamente, de describirlas. Estos estudios buscan especificar las propiedades importantes de personas, grupos, comunidades o cualquier otro fenómeno. (Rodríguez, 2012).

Los estudios descriptivos miden de forma independiente las variables, y aun cuando no se formulen hipótesis, las primeras aparecerán enunciadas en los objetivos de investigación. (Arias, 1999)

Investigación correlacional

Este tipo de investigación tiene como propósito medir el grado de relación que exista entre dos o más conceptos o variables (en un contexto en particular).

Tiene como finalidad medir el grado de relación que eventualmente pueda existir entre dos o más conceptos o variables, en los mismos sujetos. Más concretamente, buscan establecer si hay o no una correlación, de qué tipo es y cuál es su grado o intensidad (cuán correlacionadas están).

En otros términos, los estudios correlacionales pretenden ver cómo se relacionan o vinculan diversos fenómenos entre sí. (Hernandez, 2014).

3.3.2 Técnicas de recolección de datos

Los instrumentos de investigación y recolección de datos son los medios utilizados por el investigador, para medir el comportamiento o atributos de las variables. (Chavez, 2001)

La técnica que se utilizó en la presente investigación es documental.

La técnica documental se utiliza para la construcción del marco conceptual, del mismo modo nos ayudó a recolectar datos de archivos y documentos.

Para la recolección de información se utiliza las técnicas:

- Observaciones directas.
- Hojas de reporte e inspección.

En la técnica empírica se utilizará para recolectar datos del mismo objeto de estudio a través de la observación y medición. Todos ellos permiten extraer datos de la operación, empleando fichas de registro, reportes. (Guerra, 2017)

3.3.3 Técnicas de análisis de datos

En este punto se describen las distintas operaciones a las que serán sometidos los datos que se obtengan: clasificación, registro, tabulación y codificación si fuere el caso.

Un lo referente al análisis, se definirán las técnicas lógicas (inducción, deducción, análisis, síntesis), o estadísticas (descriptivas o inferenciales), que serán empleadas para descifrar lo que revelan los datos que sean recogidos. (Arias, 1999)

Conforme lo planteado en el párrafo anterior las técnicas que se aplicarán son de dos tipos, las de campo; debido a que se requiere acumular información primaria para después analizar y cuantificarla, y las bibliográficas; para obtener información de documentos y libros referentes al tema. Además, se usará información proveniente del Internet para tener conocimiento de los últimos adelantos técnicos en este campo.

Es el presente trabajo de investigación, se tuvo en cuenta la población, muestra y el análisis de variables. El procedimiento consideró también los resultados de la investigación y se realizó el análisis estadístico de dichos resultados considerando los objetivos planteados.

3.3.4 Método de la investigación.

El diseño de investigación es la estrategia que adopta el investigador para responder al problema planteado. La metodología utilizada para la investigación para el presente proyecto “Gestión de Mantenimiento del Sistema de Transmisión de la Línea Eléctrica Charcani – Yura 138 KV”, comprende fundamentalmente de los siguientes pasos:

- Diagnosticar la situación actual de los sistemas, sub sistemas y componentes de la línea eléctrica para determinar sus funciones, fallas funcionales y modos de falla.
- Identificar los componentes más críticos.
- Determinar la confiabilidad mediante los parámetros característicos de la distribución Weibull haciendo uso del historial de fallas.

3.5. Descripción detallada de métodos por objetivos específicos

3.5.1 Diagnóstico de la situación actual

Para realizar el diagnóstico de la situación actual lo determinaremos a través de la configuración actual del sistema eléctrico de Arequipa y su situación de operatividad así como las características de configuración y nivel de tensión que parten de la Sub Estación de Santuario a la Sub Estación de Yura estableciendo la situación actual el mismo que será descrito de acuerdo la figura 11.

ELEMENTO	DESCRIPCION	ESTADO
Tipo de Estructura		
Tipo de Red Eléctrica		
Tipo de Sistema		
Numero de Conductores		
Material del Conductor		
Sección del Conductor		
Longitud de la Red		
Año de Puesta en servicio		

Figura 12. Diagnóstico de las redes

3.5.2 Componentes críticos

Para determinar lo componentes críticos de las redes de Transmisión de la Línea Eléctrica Charcani - Yura, aplicamos una metodología que nos permite identificar

a qué sistemas y subsistemas se deben dirigir todos los esfuerzos y metodologías del mantenimiento preventivo. Para la identificación de los componentes más críticos utilizaremos el análisis de modo y efectos de falla, planteada por John Moubray. La que está constituida por la hoja de información y la hoja de decisión, las que se detallan brevemente a continuación:

3.5.2.1 Análisis de Modo y Efectos de Fallas (AMEF)

El objetivo básico del AMEF, es encontrar todas las formas o modos en los cuales puede fallar un activo dentro de un proceso, e identificar las posibles consecuencias o efectos de fallas en función de tres criterios básicos para el mantenimiento.

AMEF significa Análisis de Modos de Falla y sus Efectos. Su concepto está relacionado con la herramienta utilizada para indicar dónde puede ocurrir un fallo en un proceso o en un equipo. Esta herramienta dirige las principales posibilidades de fallas, demostrando el grado de impacto de cada una.

Para la evaluación de modos de falla, usando los parámetros usuales del FMEA. La frecuencia 'O' caracteriza los modos de falla de ocurrencia, la severidad 'S' caracteriza la duración de la interrupción causada por la detección de modo de falla y 'D', caracteriza la probabilidad de detectar la falla antes de que comience a tomar acciones correctivas o preventivas. De los tres parámetros anteriores, definimos criticidad 'C' o número de prioridad de riesgo RPN, que se calcula mediante el producto de tres factores O, S y D. Permite analizar el riesgo y establecer el umbral de aceptabilidad para cada modo de falla. (Hamadache, 2010).

$$RPM = S * O * D \quad (16)$$

Las siguientes tablas resumen la evaluación para cada parámetro, frecuencia O, severidad S, detectabilidad D y criticidad C.

Tabla 2
Parámetros AMEF (Ocurrencia).

OCURRENCIA (O)		
Posible tasa de ocurrencia	Criterio de Ocurrencia	Valor
Una vez cada 12 años	La falta cerca de cero o nulo	1
Una vez cada 10 años	Muy bajo, aislamiento de fallos, raramente	2
Una vez cada 8 años	Bajo, a menudo no logran	3
Una vez cada 6 años		4
Una vez cada 4 años	Promedio, falla ocasional	5
Una vez cada 2 años		6
Una vez al año		7
Una vez cada 6 meses	Alta, el fallo frecuente	8
Una vez al mes		9
Una vez cada semana	Muy alto, muy alto fracaso	10

Tabla 3
Parámetros AMEF (Severidad).

SEVERIDAD (S)		
Duración del servicio de interrupción	Criterio de severidad	Valor
> 8h	Muy catastrófica	8
7h	Catastrófico	7
6h	Muy serio	6
5h	Grave	5
4h	Medio	4
3h	Significativo	3
2h	Menor	2
1h	Muy menor	1
30 minutos	Pequeña	0.6
<30 min	Muy pequeña	0.2

Tabla 4
Parámetros AMEF (Detectabilidad).

DETECTABILIDAD (D)		
Nivel de detectabilidad	Criterio de detectabilidad	Valor
No detectable	Imposible	10
Difíciles de detectar	Muy difícil	9
	Muy tarde	8
Detectar al azar (Improbable)	No es seguro	7
	Ocasional	6
Posible detección	Bajo	5
	Tarde	4
Detección confiable	Fácil	3
	Inmediato	2
Detección permanente	Acción correctiva inmediata	1

Tabla 5
Criticidad.

CRITICIDAD (C)		Riesgo o Peligro
Nivel de Criticidad	Valor	
Menor	0-30	Aceptable
Medio	31-60	Tolerable
Alto	61-180	
Muy Alto	181-252	Inaceptable
Critico	253-324	
Muy Critico	>324	

3.5.2.2 Hoja de información

Se registrará la información recopilada en los primeros cuatro pasos del RCM, como son:

- Las funciones
- Fallas funcionales
- Modos de fallas
- Los efectos de las fallas.

SISTEMA	SUBSISTEMA	EQUIPO	FUNCION	MODOS DE FALLA	CAUSA	EFECTO	DETECCION	O	S	D	C	PLAN DE MANTENIMIENTO

Figura 13. Cuadro AMEF
Fuente: (Moubray, 2004)

3.5.2.3 Fallas del sistema de Transmisión.

Como primer paso se asignaron y tabulan todas las causas de interrupción de un sistema de distribución de energía y, después, se clasificaron por tipo. Para una mejor selección de averías, se clasificaron las mismas como interferencia vegetal, sobrecarga, conductor, entre otras. En el gráfico de espina de pescado podemos visualizar esta metodología.

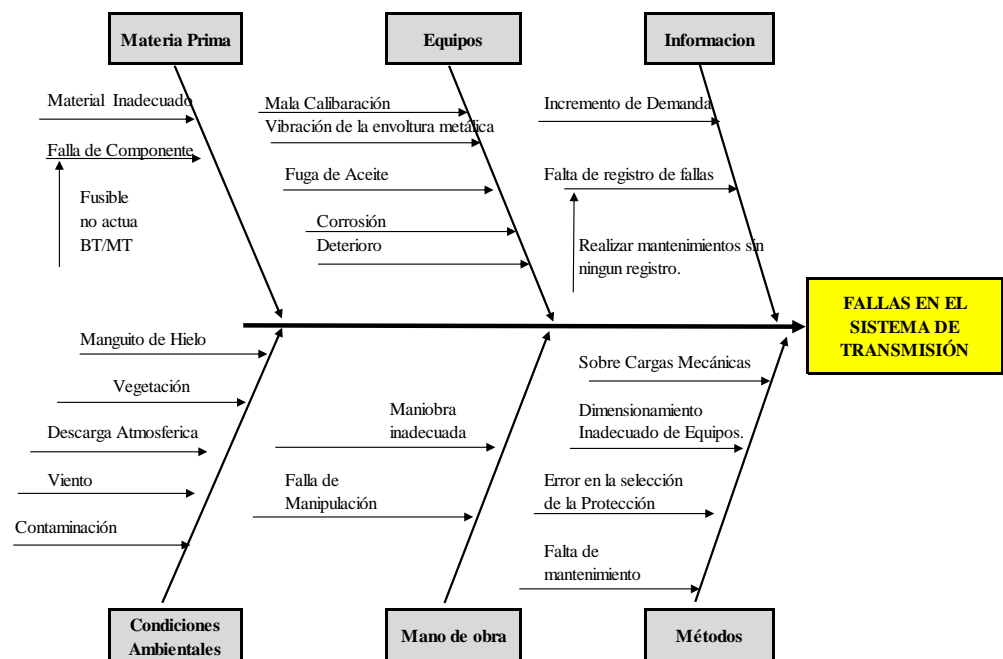


Figura 14. Espina de pescado.

3.5.3 Hoja de Decisión

Con la información procesada en los tres últimos pasos del RCM, de acuerdo a la referencia de la hoja de información. En ella se clasifican el tipo de consecuencia que tiene la falla (fallas ocultas, para la seguridad y el medio ambiente,

operacionales y no operacionales); y el tipo de tarea preventiva que se va a realizar. En la figura 14 se muestra una hoja de decisión.

SISTEMA	SUBSISTEMA	EQUIPOS	OCURRENCIA [O]	SEVERIDAD [S]	DETECTABILIDAD [D]	CRITICIDAD [C]
Sistema de Transmisión de energía	Sistema de Transporte de Energía	Conductores eléctricos				
	Sistema de Aislamiento	Aisladores				
		Morsetería				
	Sistema de Protección	Cable de Guarda				
		Puestas a Tierra				
	Sistema de Soporte	Ferretería				
		Soportes				

Figura 15. Hoja de decisión

3.5.4 Determinación de los intervalos de mantenimiento preventivo

Para determinar los intervalos de mantenimiento preventivo usaremos la metodología del análisis de Weibull para lo cual seguiremos el siguiente procedimiento:

3.5.4.1 Construcción del gráfico Weibull para la confiabilidad

Para lograr el presente objetivo de la estimación de la confiabilidad a los equipos críticos lo realizamos por medio del Análisis de Weibull.

Para poder construir el gráfico de Weibull fue necesario comenzar con el cálculo del Rango medio o de mediana según el tamaño de la muestra como indica la fórmula de Bernard.

Tenemos la ecuación de rango medio, para muestras mayores a catorce datos.

$$F(i) = \left\lfloor \frac{i}{(n + 1)} \right\rfloor \tag{17}$$

En donde:

n: tamaño de la muestra

i: Numero de la muestra

Para la muestra menor a 14, se utiliza la ecuación de la mediana, que es la siguiente:

$$F(i) = \left[\frac{(i - 0.3)}{(i + 0.4)} \right] \quad (18)$$

En donde:

i: Numero de la muestra

Es necesario linealizar de forma doble los parámetros de rango medio, tanto en X e Y. De manera de graficar esta linealización en un gráfico de dos variables, y al mismo tiempo incorporarle una línea de tendencia para asegurarse que la correlación de los datos es por lo menos fuerte en la muestra.

Seguidamente se calculó la tasa de fallas, utilizando la siguiente formula:

$$\lambda = \left(\frac{\beta}{\eta} \right) \left(\frac{t}{\eta} \right)^{\beta-1} \quad (19)$$

Donde:

β : Es el parámetro de forma que determina la forma de la distribución.

t: El tiempo de operación.

D: Es un parámetro de escala expresado en horas.

Calculamos la función de Weibull mediante la siguiente expresión:

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t - \gamma}{\eta} \right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t - \gamma}{\eta} \right)^\beta} \quad (20)$$

Los parámetros característicos que definen la distribución de Weibull son los siguientes:

γ (gamma) la función densidad de probabilidad es cero para $t \leq \gamma$.

La forma general de la distribución de Weibull es considerando $\gamma = 0$, en cuyo caso el análisis coincide con el inicio del funcionamiento del equipo o componente.

La Función Distribución Acumulativa de la distribución de Weibull es de la siguiente forma:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} \quad (21)$$

Cuando $t - \gamma = \eta$, el valor de $F(t)$ es 63.2% y la función acumulativa no depende de los valores que pueda tomar β .

La función de Confiabilidad está definida por:

$$F(t) = 1 - e^{\left(\frac{-t}{\eta}\right)^\beta} \quad (22)$$

Por lo tanto, la Función de Confiabilidad de la distribución de Weibull es:

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} \quad (23)$$

La función Tasa de Riesgo (Tasa instantánea de falla) quedará definida como:

$$h(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} \quad (24)$$

De acuerdo a los valores que tome el parámetro β la tasa de riesgo tendrá diferentes comportamientos (Curva de la Bañera).

$\beta < 1$ $h(t)$ decrece, período de Mortalidad Infantil

$\beta = 1$ $h(t)$ es constante, fallas aleatorias

$1.5 < \beta < 2.5$ fenómeno de fatiga

$3 < \beta < 4$ fenómeno de desgaste

Una característica en confiabilidad es el tiempo medio entre fallas (MTBF), el cual se aplica a unidades reparables.

$$MTBF = e^{\frac{-1}{\eta}} \quad (25)$$

CAPITULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En el presente capítulo se obtiene los resultados correspondientes a los objetivos planteados en la presente investigación de acuerdo a la metodología planteada en el capítulo anterior.

4.1. Diagnóstico de la situación actual.

4.1.1 Aspectos Generales

El sistema eléctrico de Yura tiene inicio de operaciones desde el año 1998, se conecta al sistema interconectado nacional mediante la Línea de Transmisión Santuario – Yura en 138 kV. Para luego llegar a la sub Estación de Yura 138/30/4.16 kV. dentro de la ciudad de Arequipa, suministrando energía con tensiones de 30 y 4.16 kV. Las cuales son repartidas para las diferentes cargas que dispone la Empresa Yura.

Subestación de Yura

La subestación de Yura perteneciente a la misma empresa, cuenta en su configuración de esquema unifilar con una subestación de potencia de 36/30/4.16 MVA de potencia.

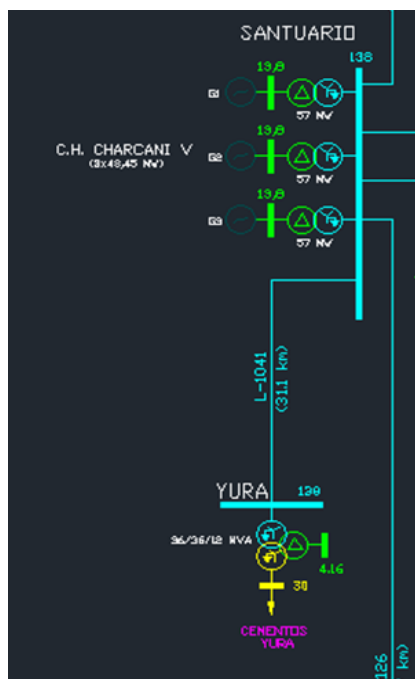


Figura 16. Diagrama unifilar sistema eléctrico Santuario - Yura
Fuente: COES - SINAC

Salidas de la subestación de Yura

El Sistema Eléctrico de Yura está alimentada por la Línea en 138 KV proveniente de la subestación de Santuario hasta la subestación de Yura y tiene tres salidas en media tensión, SE-01, SE-02, SE-03 las cuales se detallan a continuación.

SALIDAS DE SUBESTACION YURA		
Salida	Nivel de Tensión KV	Recorrido de la Red
SE-01	30 KV	Cementera
SE-02	30 KV	Crudos
SE-03	30 KV	Proyectado

Figura 17. Salidas de la sub estación Yura

4.2. Análisis de la Línea de Transmisión Santuario – Yura 138 KV

Para el diagnóstico de la Línea de Transmisión Santuario – Yura 138 KV, se realizó el respectivo recorrido de toda la línea eléctrica y de los componentes que detallamos a continuación teniendo en consideración la situación actual de los equipos antigüedad y principalmente el nivel de uso, en los siguientes cuadros detallamos:

4.2.1 Análisis de modos y efectos de fallas (AMEF)

Con la información obtenida realizamos el análisis de efectos y modo de fallas (AMEF), que de acuerdo a la metodología planteada por B. YSSAAD nos da los siguientes análisis:

En la tabla 18 se muestra el análisis de efectos y modo de fallas (AMEF), para los equipos componentes de la salida PM6 correspondiente al objeto de estudio de esta investigación.

SISTEMA	SUBSISTEMA	EQUIPO	FUNCION	MODOS DE FALLA
Sistema de Transmisión de Energía	Sistema de Transporte de Energía	Conductores eléctricos	Transporte de energía	<ul style="list-style-type: none"> • Contacto entre líneas • Rotura de conductores
	Sistema de Aislamiento	Aislante de vidrio o cerámica o poliméricos	Aislamiento	<ul style="list-style-type: none"> • Perforación por descarga atmosférica • Polución
		Morseteria	Fijar elementos de transporte y sujeción	<ul style="list-style-type: none"> • Rotura
	Sistema de Proteccion	Cable de Guarda	Protección contra sobretensiones	<ul style="list-style-type: none"> • Sobretensiones
		Puesta a tierra	Disipar corrientes de falla	<ul style="list-style-type: none"> • Discontinuidad • Alta resistencia
	Sistema de Soporte	Ferretería	Fijar elementos de transporte y sujeción	<ul style="list-style-type: none"> • Rotura
		Soportes	Mantener distancias de seguridad	<ul style="list-style-type: none"> • Fisura en estructuras • Roturas

Figura 18. AMEF línea de transmisión

4.3. Análisis de criticidad

Como primer paso se tabulan todas las causas de interrupción de un sistema de Transmisión de energía, se clasificaron por tipo. Para una mejor selección de averías, se clasificaron las mismas como interferencia vegetal, sobrecarga, conductor, puestas a tierra.

La Figura presenta las causas de interrupciones y averías del sistema eléctrico, ilustrando de modo lógico las sugerencias indicadas durante la sesión de BRAINSTORMING.

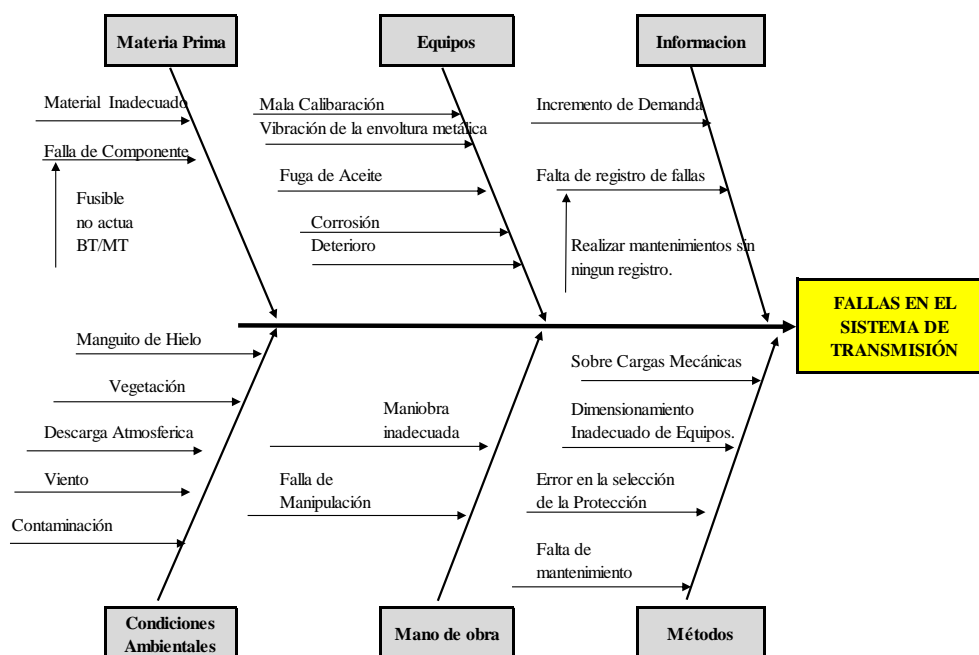


Figura 19. Diagrama causa efecto

Para realizar el análisis de criticidad de los equipos como segundo paso se identificaron los motivos de interrupción del sistema de distribución y de la avería de los mismos, se utilizó la herramienta AMEF para determinar las causas prioritarias en términos de mantenimientos remitimos a la metodología planteada en el capítulo III, de acuerdo a los criterios ya descritos obtenemos los siguientes resultados que mostramos a continuación:

- Para la evaluación de modos de falla, usando los parámetros usuales del AMEF. La frecuencia 'O' caracteriza los modos de falla de ocurrencia, la severidad 'S' caracteriza la duración de la interrupción causada por la detección de modo de falla y 'D', caracteriza la probabilidad de detectar la falla antes de que comience a tomar acciones correctivas o preventivas. De los tres parámetros anteriores, definimos criticidad 'C' o número de prioridad de riesgo RPM, que se calcula mediante el producto de tres factores O, S y D. Permite analizar el riesgo y establecer el umbral de aceptabilidad para cada modo de falla. (Yssaad, 2012).

$$RPM = S * O * D$$

Las siguientes tablas resumen la evaluación para cada parámetro, frecuencia O, severidad S, detectabilidad D y criticidad C.

Tabla 6
AMEF (Ocurrencia).

OCURRENCIA (O)		
Posible tasa de ocurrencia	Criterio de Ocurrencia	Valor
Una vez cada 12 años	La falta cerca de cero o nulo	1
Una vez cada 10 años	Muy bajo, aislamiento de fallos, raramente	2
Una vez cada 8 años	Bajo, a menudo no logran	3
Una vez cada 6 años		4
Una vez cada 4 años	Promedio, falla ocasional	5
Una vez cada 2 años		6
Una vez al año	Alta, el fallo frecuente	7
Una vez cada 6 meses		8
Una vez al mes	Muy alto, muy alto fracaso	9
Una vez cada semana		10

Tabla 7
AMEF (Severidad).

SEVERIDAD (S)		
Duración del servicio de interrupción	Criterio de severidad	Valor
> 8h	Muy catastrófica	8
7h	Catastrófico	7
6h	Muy serio	6
5h	Grave	5
4h	Medio	4
3h	Significativo	3
2h	Menor	2
1h	Muy menor	1
30 minutos	Pequeña	0.6
<30 min	Muy pequeña	0.2

Tabla 8
AMEF (Detectabilidad).

DETECTABILIDAD (D)		
Nivel de detectabilidad	Criterio de detectabilidad	Valor
No detectable	Imposible	10
Difíciles de detectar	Muy difícil	9
	Muy tarde	8
detectar al azar (Improbable)	No es seguro	7
	Ocasional	6
Posible detección	Bajo	5
	Tarde	4
Detección confiable	Fácil	3
	Inmediato	2
Detección permanente	Acción correctiva inmediata	1

Seguidamente evaluamos la criticidad de acuerdo al criterio definido teniendo en cuenta el cuadro de criticidad.

Tabla 9
Criticidad

CRITICIDAD (C)		Riesgo o Peligro
Nivel de Criticidad	Valor	
Menor	0-30	Aceptable
Medio	31-60	Tolerable
Alto	61-180	
Muy Alto	181-252	Inaceptable
Critico	253-324	
Muy critico	>324	

En la evaluación de la criticidad se utilizaron el número de interrupciones para determinar el valor de la variable Ocurrencia; ya los valores de Severidad y Detección fueron pre-establecidos por el mismo equipo multidisciplinario que determinó el Diagrama de Causa y Efecto en la figura 20 se muestran los resultados obtenidos.

SISTEMA	SUBSISTEMA	EQUIPOS	OCURENCIA [O]	SEVERIDAD [S]	DETECTABILIDA D [D]	CRITICIDAD [C]
Sistema de Transmisión de energía	Sistema de Transporte	Conductores	6	6	8	● 288
	Sistema de Aislamiento	Aisladores	6	5	9	● 270
		Morseteria	4	4	3	● 48
	Sistema de Proteccion	Descargadores	5	2	3	● 30
		Puestas a tierra	3	4	5	● 60
	Sistema de Soporte	Ferretería	3	4	2	● 24
Soportes		3	5	2	● 30	

Figura 20. Jerarquías de criticidad

Observamos que tenemos dos sub sistemas críticos que son el sub sistema de transporte de energía y los aisladores.

EQUIPOS	OCURENCIA [O]	SEVERIDAD [S]	DETECTABILIDAD [D]	CRITICIDAD [C]
Conductores eléctricos	6	6	8	● 288
Aisladores	6	5	9	● 270
Morseteria	4	4	3	● 48
Descargadores	5	2	3	● 30
Puestas a tierra	3	4	5	● 60
Ferretería	3	4	2	● 24
Soportes	3	5	2	● 30

Figura 21. Resumen de equipos críticos

Aplicaremos mantenimiento preventivo a los dos subsistemas críticos de la red de Transmisión.

4.4. Determinación de los intervalos de mantenimiento

Para poder determinar el intervalo de mantenimiento de los subsistemas críticos utilizaremos la metodología del análisis de Weibull que describimos en el capítulo anterior esto con la aplicación de la hoja de cálculo Excel.

4.4.1 Intervalo de mantenimiento para los conductores eléctricos.

En la figura 22 mostramos el registro de fallas según lo registrado en el periodo de estudio.

Fecha de falla	Modo
20-Dic-17	V
18-Nov-17	V
26-Oct-17	V
19-Set-17	V
6-Ago-17	V
18-Jul-17	V
25-Jun-17	V
15-May-17	V
12-Abr-17	V
10-Mar-17	V
20-Feb-17	V
8-Ene-17	V

Figura 22. Registro de fallas conductores eléctricos

Seguiremos el procedimiento siguiente:

- i. Se ordena las horas de operación de menor a mayor, en este caso son días de operación.

t	Modo
21	V
24	V
38	V
44	V
58	V
62	V
65	V
67	V
72	V
84	V
85	V
87	V

Figura 23. Valores de menor a mayor conductores eléctricos

ii. Para construir el gráfico de Weibull es necesario comenzar con el cálculo del Rango medio o de mediana según el tamaño de la muestra como indica la fórmula de Bernard.

$$r_i = \frac{j_i - 0.3}{N + 0.4} \tag{26}$$

T (Dias)	$r_i = \frac{j_i - 0.3}{N + 0.4}$
21	4.86%
24	11.81%
38	18.75%
44	25.69%
58	32.64%
62	39.58%
65	46.53%
67	53.47%
72	60.42%
84	67.36%
85	74.31%
87	81.25%

Figura 24. Valores rango medio conductores eléctricos

iii. Para graficar estos rangos medios los valores del eje X se obtienen aplicando logaritmo natural al tiempo entre fallas (T) y los valores del eje y aplicando doble logaritmo al rango medio F(t), como se muestra en la figura 25.

T (Dias)	$r_i = \frac{j_i - 0.3}{N + 0.4}$	ln(t) X	Ln(Ln(1/(1-F(t))) Y	R(t)
21	4.86%	3.0445224	-2.999090431	95.14%
24	11.81%	3.1780538	-2.074444344	88.19%
38	18.75%	3.6375862	-1.571952527	81.25%
44	25.69%	3.7841896	-1.214075448	74.31%
58	32.64%	4.060443	-0.928610507	67.36%
62	39.58%	4.1271344	-0.685367162	60.42%
65	46.53%	4.1743873	-0.468392324	53.47%
67	53.47%	4.2046926	-0.267721706	46.53%
72	60.42%	4.2766661	-0.076058454	39.58%
84	67.36%	4.4308168	0.113030157	32.64%
85	74.31%	4.4426513	0.306672154	25.69%
87	81.25%	4.4659081	0.515201894	18.75%

Figura 25. Valores obtenidos Weibull conductores eléctricos

De la ecuación resultante de la correlación, se obtiene como parámetro β el valor que acompaña a la variable independiente.

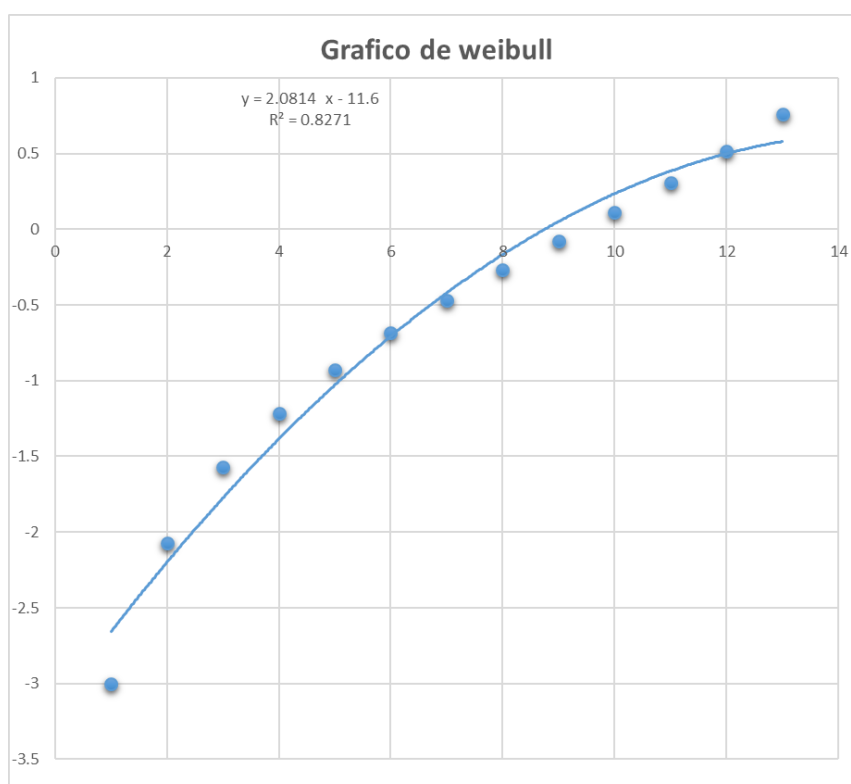


Figura 26. Gráfico de Weibull conductores eléctricos

Tenemos los parámetros entregados por el gráfico de ajuste de Weibull, los resultados se muestran a continuación.

β	2.085
γ	0
η	79

Figura 27. Parámetros de ajuste Weibull conductores eléctricos

Los parámetros generados por el gráfico X, Y, nos muestra el valor de β es mucho mayor que 1, indica que se encuentra en una etapa de tasa de fallas creciente, terminando su vida útil.

El coeficiente de correlación $(R^2) = 0.9821$ que está cercano a uno, por lo tanto hay dependencia lineal de los datos.

Con los valores de β y η , que se determinó en el análisis anterior, se obtiene la confiabilidad $R(t)$, que representa la probabilidad de que el componente se encuentre en buenas condiciones de funcionamiento en el instante t .

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta}$$

t	60	
R(t)	56.62%	Confiabilidad
MTTF	95.65	Tiempo promedio de fallas

Figura 28. Confiabilidad de conductores eléctricos

Podemos señalar que la confiabilidad es la probabilidad de que el sistema funcione correctamente un periodo determinado de tiempo, para nuestro caso podemos concluir que el equipo funcionara correctamente un periodo de 60 días horas con una confiabilidad del 57%, teniendo en consideración que el tiempo promedio entre fallas es de 96 días; se deberá realizar el mantenimiento preventivo cada 60 días.

Podemos observar en el gráfico de confiabilidad que esta desciende con el transcurso de tiempo.

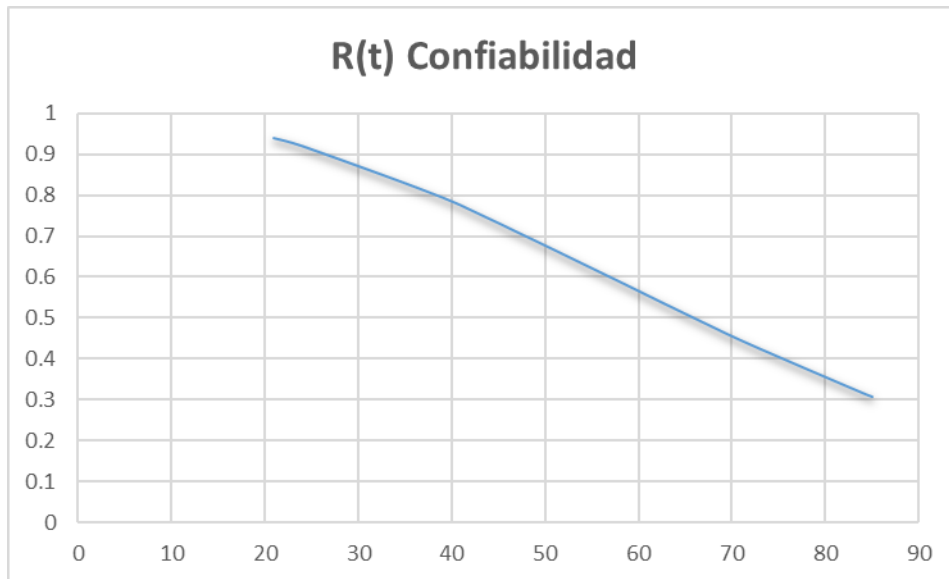


Figura 29. Gráfico de confiabilidad conductores eléctricos

Para la función de Infiabilidad tenemos el siguiente gráfico, podemos notar que esta función es contraria al gráfico de la función de confiabilidad por lo que expresa la probabilidad de fallas del equipo en el tiempo.

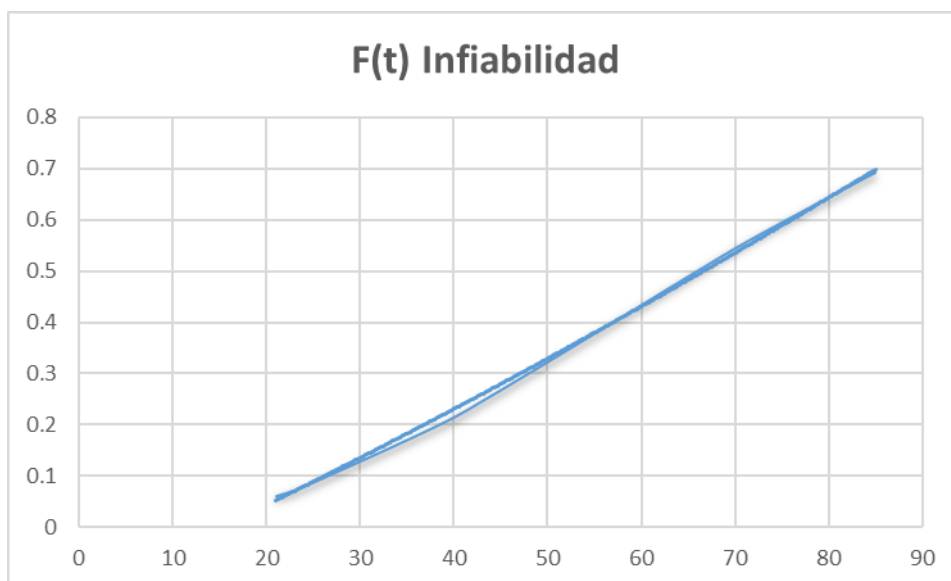


Figura 30. Gráfico de infiabilidad conductores eléctricos

También se ha obtenido el gráfico de la densidad de fallas para el conductor lo que nos muestra una curva típica.

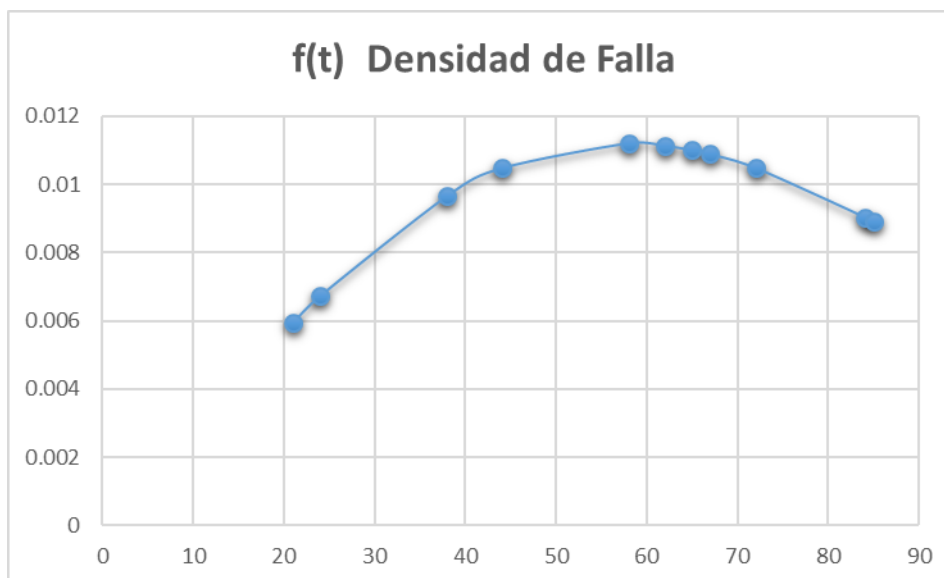


Figura 31. Gráfico de densidad de fallas conductores eléctricos

Con la prueba de Kolmogorov Smirnov (KS) que es una prueba de bondad de ajuste, es decir, del grado en que la distribución observada difiere de otra distribución. Podemos aceptar los resultados.

<i>KOLMOGOROV</i>	
<i>D max</i>	<i>D alfa</i>
<	
0.154	0.314

Figura 32. Prueba (KS) conductores eléctricos

4.4.2 Intervalos de mantenimiento para los aisladores

En la figura 33 mostramos el registro de fallas según lo registrado en el periodo de estudio.

Fecha de falla	Modo
11-Dic-17	V
15-Nov-17	V
24-Oct-17	V
12-Set-17	V
15-Ago-17	V
20-Jul-17	V
19-Jun-17	V
17-May-17	V
23-Abr-17	V
9-Mar-17	V
6-Feb-17	V

Figura 33. Registro de fallas aisladores

- i. Ordenamos las horas de operación de menor a mayor, en este caso son días de operación.

t	Modo
24	V
50	V
62	V
68	V
72	V
79	V
83	V
85	V
87	V
88	V
90	V

Figura 34. Valores de menor a mayor aisladores

- ii. Cálculo del Rango medio.

T (Dias)	$r_i = \frac{j_i - 0.3}{N + 0.4}$
24	5.65%
50	13.71%
62	21.77%
68	29.84%
72	37.90%
79	45.97%
83	54.03%
85	62.10%
87	70.16%
88	78.23%
90	86.29%

Figura 35. Valores rango medio aisladores

- iii. Calculo de los valores X e Y para la gráfica de la función de Weibull.

T (Dias)	$r_i = \frac{j_i - 0.3}{N + 0.4}$	ln(t) X	Ln(Ln(1/(1-F(t)))) Y	R(t)
24	5.65%	3.1780538	-2.845458285	94.35%
50	13.71%	3.912023	-1.914247621	86.29%
62	21.77%	4.1271344	-1.404170849	78.23%
68	29.84%	4.2195077	-1.037403987	70.16%
72	37.90%	4.2766661	-0.741337623	62.10%
79	45.97%	4.3694479	-0.485175833	54.03%
83	54.03%	4.4188406	-0.252018579	45.97%
85	62.10%	4.4426513	-0.03032111	37.90%
87	70.16%	4.4694539	0.190094315	29.84%
88	78.23%	4.4717578	0.421630212	21.77%
90	86.29%	4.4998097	0.686660297	13.71%

Figura 36. Valores obtenidos Weibull aisladores

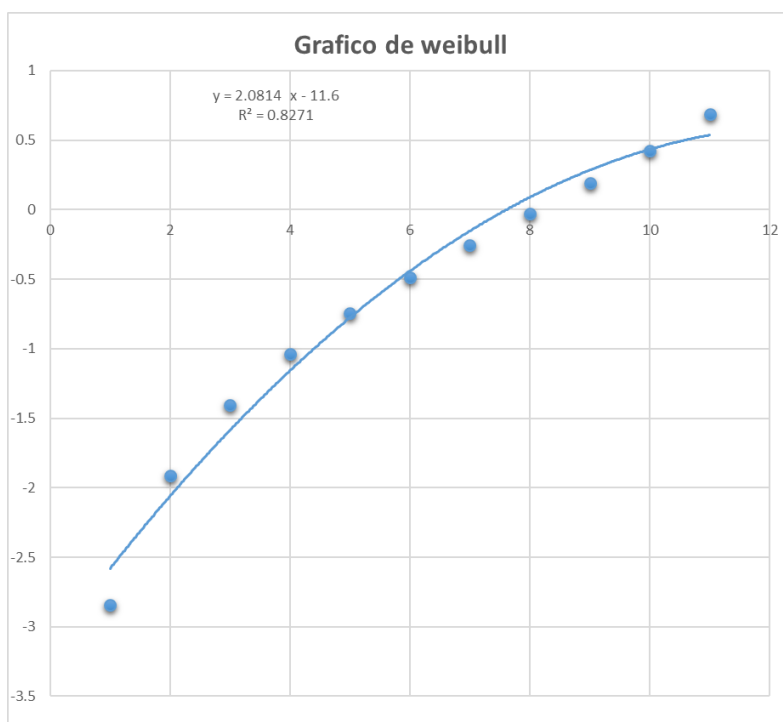


Figura 37. Gráfico de Weibull aisladores

De la ecuación resultante de la correlación, se obtiene como parámetro β el valor que acompaña a la variable independiente.

Tenemos los parámetros entregados por el gráfico de ajuste de Weibull, los resultados se muestran a continuación.

β	2.545
γ	0
η	88

Figura 38. Parámetros de ajuste Weibull aisladores

Los parámetros generados por el gráfico X, Y, nos muestra el valor de β es mucho mayor que 1, indica que se encuentra en una etapa de tasa de fallas creciente, terminando su vida útil.

El coeficiente de correlación (R^2)= 0.9274 que está cercano a uno, por lo tanto hay dependencia lineal de los datos.

Con los valores de β y η , que se determinó en el análisis anterior, se obtiene la confiabilidad $R(t)$, que representa la probabilidad de que el componente se encuentre en buenas condiciones de funcionamiento en el instante t .

t	60	
R(t)	68.85%	Confiabilidad
MTTF	104.31	Tiempo promedio de fallas

Figura 39. Parámetros de ajuste Weibull aisladores

Podemos señalar que la confiabilidad es la probabilidad de que el sistema funcione correctamente un periodo determinado de tiempo, para nuestro caso podemos concluir que el equipo funcionara correctamente un periodo de 60 días con una confiabilidad del 69%, teniendo en consideración que el tiempo promedio entre fallas es de 104 días; se deberá realizar el mantenimiento preventivo cada 60 días. que consistirá en trabajos de limpieza de aisladores.

Podemos observar en el gráfico de confiabilidad que esta descende con el transcurso de tiempo.

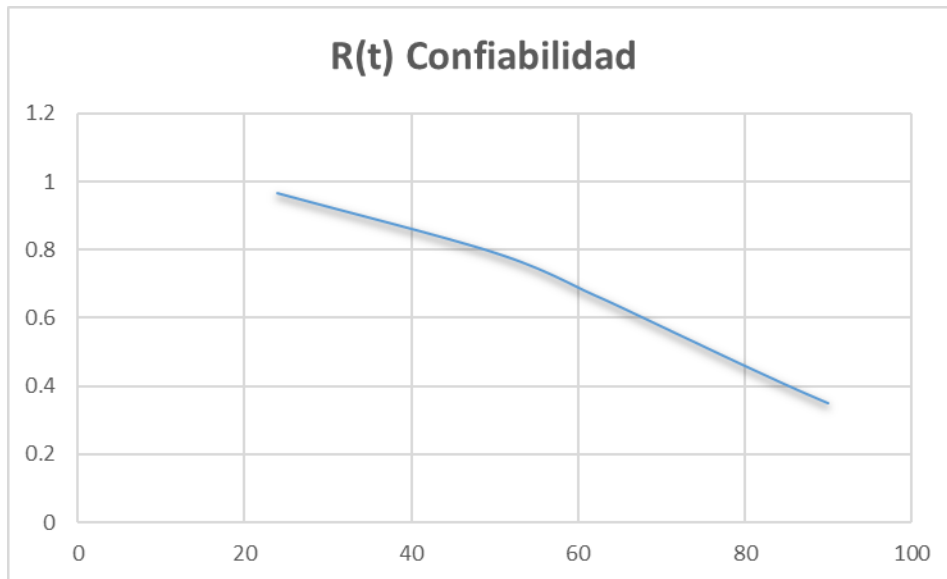


Figura 40. Gráfico de confiabilidad aisladores

Para la función de Infiabilidad tenemos el siguiente gráfico, podemos notar que esta función es contraria al gráfico de la función de confiabilidad por lo que expresa la probabilidad de fallas del equipo en el tiempo.

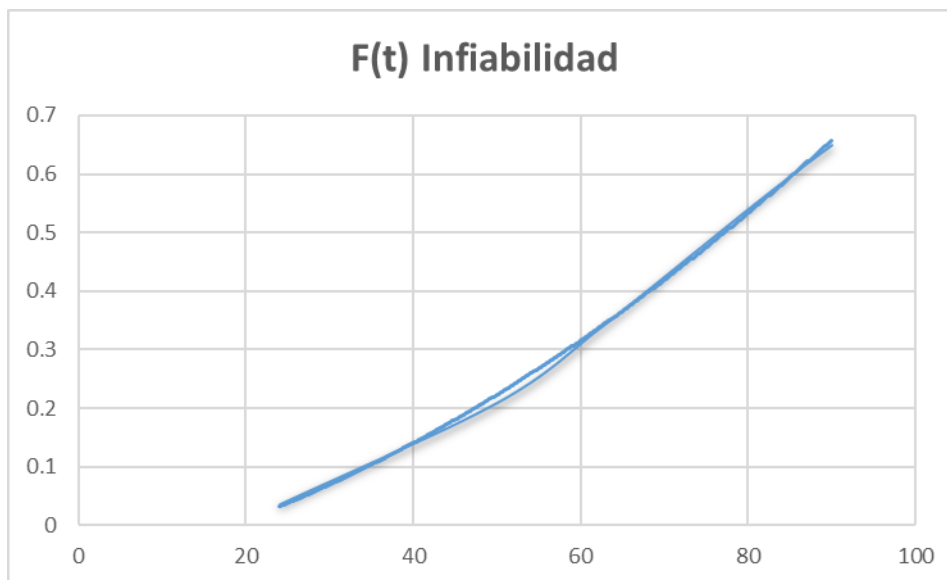


Figura 41. Gráfico de infiabilidad aisladores

También se ha obtenido el gráfico de la densidad de fallas para el conductor lo que nos muestra una curva típica

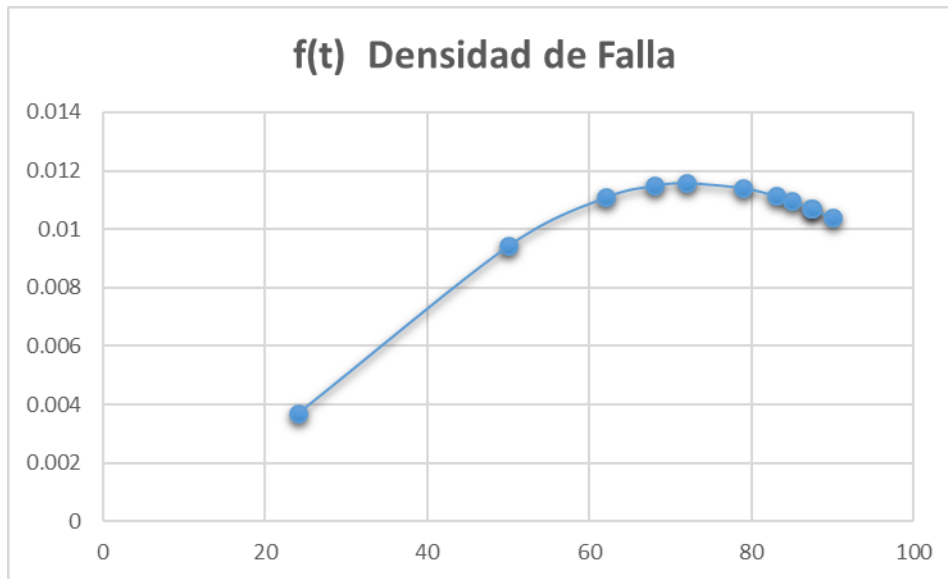


Figura 42. Gráfico de densidad de fallas aisladores

Con la prueba de Kolmogorov Smirnov (KS) que es una prueba de bondad de ajuste, es decir, del grado en que la distribución observada difiere de otra distribución. Podemos aceptar los resultados.

KOLMOGOROV	
D max	D alfa
<	
0.214	0.338

Figura 43. Gráfico de densidad de fallas aisladores

Del análisis realizado anteriormente, podemos recomendar las siguientes actividades a realizar en un plan de mantenimiento preventivo propuesto en el la figura 38.

ITEM	ACTIVIDAD	FRECUENCIA	COMENTARIO
a.	Inspección minuciosa	Trimestral	Toda la Línea de Transmisión.
b.	Termografía	Anual	Sólo en torres de anclaje y en empalmes
c.	Mantenimiento de Línea transmisión	Anual	Toda la línea de Transmisión.
d.	Medición de Puesta a Tierra	Anual	Toda la línea de Transmisión.

Figura 44. Actividades a realizar línea de transmisión Santuario – Yura 138 KV

- a) **Inspección Minuciosa:** Se realizará a lo largo de toda la línea de transmisión permitiendo verificar el estado de los siguientes componentes :

- Estado de las estructuras y perfiles
 - Estado de cerco perimétrico y de las mallas anti escalamiento
 - Estado de los aisladores y ferretería eléctrica
 - Estado de las vías de acceso
 - Estado de la faja de servidumbre
 - Estado los letreros de Señalización “Peligro Riesgo eléctrico”
 - Estado de letreros de la codificación de la Línea.
- b) **Inspección termográfica:** Se aplicará en los conectores de “cuellos muertos” de las torres de anclaje y en los empalmes de conductores. Se realizará la inspección termográfica de los accesorios metálicos (ferretería y morsetería), con el fin de garantizar la confiabilidad de la línea de transmisión 138 kV, evitando fallas por seccionamiento de conductor o ferretería de empalme provocado por la fundición del material a causa del sobre calentamiento por efecto Joule.
- c) **Mantenimiento de Línea de Transmisión:** Consiste en la Limpieza manual de aisladores de la línea de transmisión, verificación y ajuste de ferretería eléctrica, retiro de objetos extraños de estructuras y de la línea, para estas labores la línea estará sin tensión y puesta a tierra.
- d) **Medición de Resistencia de Puesta a tierra:** Se realizará a todas las estructuras. La medición deberá de coincidir con una Inspección minuciosa. En caso de detectarse pozos a tierra con valores de resistividad elevados, la contratista podrá presentar su cotización para el respectivo mantenimiento.

CONCLUSIONES

- Se Realizó el Diseño de un plan de mantenimiento preventivo para los Equipos críticos como son el Sistema de Conductores y el Sistema de Aislamiento lo que nos permitirá identificar las fallas ocasionadas del Sistema de La Línea Eléctrica Santuario – Yura en 138 KV, mejorando así su disponibilidad y confiabilidad.
- Se determinó los intervalos de mantenimiento preventivo de los equipos críticos, de la línea de transmisión Eléctrica Santuario – Yura en 138 KV, aplicando la Metodología Weibull, teniendo dos sub sistemas críticos como son el subsistema de conductores y el subsistema de aisladores, se planteó en base a los resultados obtenidos en el presente estudio los periodos de mantenimiento preventivo en el primer caso con intervalo de 60 días con una confiabilidad de 57% y en el segundo caso con un intervalo de 60 días y con una confiabilidad de 69% .
- Se identificó los componentes más críticos mediante el análisis de criticidad de los sub sistemas que conforman la Línea de Transmisión en 138 KV Santuario - Yura. Se pudo determinar que existe dos sub sistemas críticos que son los subsistemas de conductores y el subsistema de aisladores.

RECOMENDACIONES

- Para poder estimar periodos de mantenimiento preventivo es necesario realizar el estudio o el cálculo de los costos y solo así se podrá tomar la decisión de implementar el plan de mantenimiento preventivo.
- Continuar con la línea de investigación referente al mantenimiento, e integrar el análisis de costos de mantenimiento preventivo lo cual permite tener una herramienta para la toma de decisión.
- El estudio de casos en el presente trabajo pretende optimizar los periodos de mantenimiento así de esta manera, aumentar la disponibilidad de los sistemas referidos, en ese sentido se recomienda aplicar las recomendaciones sugeridas.

BIBLIOGRAFÍA

- Aguilar, P. (2006). *Curso de confiabilidad*. México.
- Álvares, G. (2004). *Programa de mantenimiento preventivo para la empresa metalmeccánica industrias AVM S.A.* Bucaramanga : UIS.
- Angulo, C. (2017) *Propuesta de modificación de mantenimiento preventivo para mejorar la confiabilidad de los grupos generadores de la central hidroeléctrica de Cahua* (Tesis de Grado) Universidad Nacional del Centro del Perú, recuperado de <http://repositorio.uncp.edu.pe/bitstream/handle/UNCP/1655/tesis%20-pregrado%20%20Cristian%20Angulo%20Porras%20%202017.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Arias, F. (1999). *El proyecto de investigacion*. Caracas: Oriol Ediciones.
- Borda, A. (2010). *Planificación del mantenimiento para la gestión de activos en la red de distribución de energía eléctrica, utilizando modelos y análisis estadístico de datos de interrupción Caso SEAL_Arequipa*, (Tesis de Maestría) Universidad Nacional San Agustín, Arequipa, Perú, recuperado de http://www.carelec.gob.pe/Carelec/upload/368761c_TesisAlexBordaCalderonV1.pdf
- Castaño, S. (2010). *Redes de distribución de energía* (3ra ed.). Manizales: UNC.
- Castro M. (2017). *Método basado en rcm, para la gestion de mantenimiento en tractores agrícolas: caso municipalidad distrital de colquepata*. (Tesis de maestría). Universidad Nacional San Agustín, Arequipa, Perú. Recuperado de <http://repositorio.unsa.edu.pe/handle/UNSA/5336>
- Cazau, P. (2006). *Introducción a la investigación en ciencias sociales* (3ra ed.). Buenos aires, Argentina.

- Chávez, N. (2001). *Introducción a la investigación educativa*. Maracaibo.
- Chinchay, A. (2010). *Texto de técnicas de mantenimiento predictivo*. Callao: UNC.
- Cuatrecasas, L. (2003). *TPM: Hacia la competitividad a través de la eficiencia de los equipos de producción*. Barcelona: Ediciones Gestión 2000.
- Da Costa, M. (2017) *Aplicación del mantenimiento centrado en la confiabilidad a motores a gas de dos tiempos en pozos de alta producción*, (Tesis de Grado) Escuela Superior Politécnica del Litoral – Guayaquil Ecuador, recuperado de <https://www.dspace.espol.edu.ec/retrieve/129198/D-CD106486.pdf>
- Encalada, M. (2017) *Diseño de un sistema de mantenimiento centrado en la confiabilidad para líneas de subtransmisión 69kv*, (Tesis de Grado) Escuela Superior Politécnica del Litoral – Guayaquil Ecuador, , Recuperado de <https://www.dspace.espol.edu.ec/retrieve/129198/D-CD106486.pdf>
- Enriquez, A. (2006). *Líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica*. San Nicolas de los Garza: UANL.
- García, S. (2003). *Ingeniería de mantenimiento. manual práctico para la gestión eficaz del mantenimiento industrial*. España: RENOVATEC.
- Garrido, S. (2009). *Mantenimiento correctivo organización y gestión de la reparación de averías*. Madrid: RENOVATEC.
- Garrido, S. (2009). *Técnicas avanzadas de gestión de mantenimiento en la industria*. Madrid: RENOVATEC.
- (Guerra H. y Wenceslao C. 2017). *Análisis de modos y efecto de falla en los scooptrams de la empresa minera atacocha*. (Tesis de grado). Universidad del Centro del Perú, Huancayo, Perú, recuperado de, <http://repositorio.uncp.edu.pe/handle/UNCP/3669>
- Gutierrez, A. (2005). *Mantenimiento estrategico para empresas de servicios y/o industriales*. Mexico : AMG.
- Hamadache, M. (2010). *Détermination des besoins pour l'élaboration d'une stratégie de maintenance des équipements automatisés du réseau*. Montréal.
- Hernandez, R. (2014). *Metodologia de la investigacion*. Mexico, D.F.: MCGRAW-HILL.
- Hernandez, R. (2014) *Propuesta de mantenimiento preventivo basado en la confiabilidad del B.C.L. y del S.D.A.C. de la flota A320 DE Mexicana de Aviacion*, (Tesis de Maestria) Instituto Politecnico Nacional Secretaria de Posgrado de Investigacion, recuperado de

<https://www.repositoriodigital.ipn.mx/bitstream/123456789/13412/1/TESIS%20RAYMUNDO%20HERNANDEZ%20BARCENAS.pdf>

- Jones, R. (1995). *Risk - based management: a realibility -centered approach*. Texas: Gulf Publishing Company,
- Knezevic, J. (1996). *Mantenibilidad* (4ta ed.). Madrid: Isdefe.
- Lizarazo, E. (2010). *La recolección de datos*. México: Mcgraw-Hill.
- Logantt, F. (2007). *Elementos de líneas de transmisión aéreo*. Venezuela: FMG.
- (Males, A. y Morales, D. 2007). *Manual de diagnóstico de fallas de funcionamiento en maquinaria pesada de construcción civil*. (Tesis de grado). Escuela Politecnica Nacional, Ecuador. recuperado de <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/557/1/CD-1066.pdf>
- Martínez, J. (2006). *Diseño de estrategias de mantenimiento para la gestión de activos físicos en empresas distribuidoras de energía eléctrica en Argentina*. Buenos Aires: UTN.
- MEM. (2012). *Código Nacional de Electricidad* (Suministro 2011). Lima: MEM
- Meza, O. (2006). *Líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica*. San Nicolas de los Garza: UANL
- Milano, T. (2005). *Planificación y gestión del mantenimiento industrial. un enfoque estratégico y operativo*. Caracas: PANAPO.
- Mora, A. (2012). *Mantenimiento industrial efectivo*. Medellin: COLDI.
- Moubray, J. (2004). *Mantenimiento centrado en confiabilidad (Reability centred maintenance)*. Buenos Aires: Aladon LLC.
- Nachlas, J. (1995). *Fiabilidad*. Madrid: Isdefe.
- Nava, J. (2004). *Teoría de mantenimiento fiabilidad*. Mérida: Universidad de los Andes.
- Palmer, R. (2010). *Maintenanace planing and scheduling handbook* (Segunda Edición ed.). New York: McGraw-Hill.
- Parra, C. (1998). *Course of reliability centered maintenance*. Mérida Venezuela: UA.
- Prando, R. (1996). *Manual de gestión de mantenimiento a la medida*, recuperado de <http://es.scribd.com/doc/49025917/Manual-de-gestion-de-mantenimientoRaúl-Prando>
- Ramirez, S. (2014) *Análisis de datos de Falla* (Tesis de Maestría) Universidad Nacional de Colombia, Sede Manizales, recuperado de <http://bdigital.unal.edu.co/46983/1/9212502.2014.pdf>

- Rodríguez, H. (2012). *Metodología de investigación científica aplicado a la ingeniería*. Callao: UNAC.
- Rosado, R. (2017) *Evaluación de métodos para determinar la confiabilidad mediante la distribución weibull caso planta san antonio* (Tesis de Maestría) Universidad Nacional de San Agustín Arequipa, Recuperado de <http://repositorio.unsa.edu.pe/bitstream/handle/UNSA/4420/IIMroparh.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Ruano, J. (2010). *Mantenimiento de una planta de mecanizado*. (Tesis de maestría). Universidad Politécnica de Valencia, Valencia España. recuperado de: <http://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/11370/TFMJos%c3%a9%20Luis%20Ruano%20P%c3%a9rez.pdf?sequence=1>
- Villanueva, M. (2017) *Gestión de Mantenimiento basado en la confiabilidad de las redes del sub sistema de distribución eléctrico 22.9/13.2 KV de san Gabán – Ollachea* (Tesis de Maestría) Universidad Nacional del Altiplano, recuperado de <http://repositorio.unap.edu.pe/bitstream/handle/UNAP/6688/EPG978-00978-01.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Yssaad, M. (2012). *Maintenance optimization for equipment of power distribution system based on FMECA method*. EE.UU: Mediamira Science Publisher.



ANEXOS

Anexo 1. Estructuras de Línea de Transmisión 138 KV Santuario – Yura

Nº. DEFINITIVO	TIPO	vertice	Estructura	Aisladores	Codificacion y Señalización	Acceso
1	A+0	VERTICEV-0	Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
2	T-3	VERTICEV-1	Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
3	T-3	VERTICEV-2	Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
4	A+0		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
5	A-6		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
6	T-3	VERTICEV-3	Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
7	S+0		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Limitado
8	S+3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Limitado
9	A+0		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Limitado
10	T+0	VERTICEV-4	Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Limitado
11	A+0		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Limitado
12	A+0		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Limitado
13	A-3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Limitado
14	S-3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Limitado
15	T-6	VERTICEV-4A	Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Limitado
16	S+3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Limitado
17	S+3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Limitado
18	S+3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Limitado
19	A-3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Limitado
20	A-3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Limitado
21	S+0		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Limitado
22	S+3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Limitado
23	S+3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
24	S+3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
25	S+3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
26	S-3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
27	S-3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
28	A-3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
29	S-3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
30	S+3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
31	S-3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
32	S+0		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
33	S+0	VERTICEV-4B	Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
34	T+0		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
35	S+0		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
36	S+0		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
37	S+0		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
38	S+0		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
39	S+0		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
40	A+0		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
41	A-3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
42	A+0		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
43	S+0		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
44	A-6		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
45	A-6		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
46	S+0		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
47	T+0	VERTICEV-4C	Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
48	A+3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
49	A+3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
50	A+3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
51	A+0		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
52	A+3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
53	A+0		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
54	A-3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
55	A+3		Con perfiles sustraídos	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
56	S+3		Con perfiles sustraídos	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
57	A+3		Con perfiles sustraídos	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
58	A-3		Con perfiles sustraídos	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
59	S+3		Con perfiles sustraídos	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
60	S+0		Con perfiles sustraídos	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
61	A-3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
62	A-3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
63	S+0		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
64	S+0		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
65	A-6		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
66	A-3	VERTICEV-5	Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
67	A+0		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
68	A-3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
69	T+0	VERTICEV-6	Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
70	S+3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
71	S+3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
72	S+3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
73	S+3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
74	S+0		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
75	S+3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accidentado
76	S+3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Limitado
77	S+3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Limitado
78	A-3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Limitado
79	A+3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Limitado
80	A+0		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accesible
81	T-6	VERTICEV-7	Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accesible
82	S-3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accesible
83	S+3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accesible
84	T-6	VERTICEV-8	Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accesible
85	S-3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accesible
86	S+0		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accesible
87	A-6	VERTICEV-9	Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accesible
88	A-3		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accesible
89	Portico		Nueva	En perfectas condiciones	De acuerdo a normas	Accesible

Anexo 2. Perfil general de Línea de Transmisión 138 KV Santuario - Yura

