



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA,
ELECTRONICA Y SISTEMAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA



**“ESTUDIO Y GESTIÓN DE MANTENIMIENTO DE LA LÍNEA DE
TRANSMISIÓN 60KV AZÁNGARO PUTINA Y ANANEA”**

TESIS

PRESENTADA POR:

JHOEL DENNYS LLANQUI FLORES

EDSON RAUL JUNIOR HUMPIRE ZAPANA

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICISTA

PUNO - PERU

2022



DEDICATORIA

Dedico este proyecto de investigación a Dios, por darme la oportunidad de vivir, acompañarme en cada paso q doy y darme esa valentía de salir adelante, por poner en mi camino a esas personas q tanto aprecio. A mis abuelos, mis padres y toda mi familia por apoyarme en cada momento.

Edson Raul Junior Humpire Zapana



DEDICATORIA

El presente proyecto de investigación de tesis está dedicado a mis padres Eloy y Lidia quienes con su amor, paciencia y esfuerzo me han permitido llegar a cumplir una meta muy importante para mí, gracias a dios a la virgencita por guiarme en este largo camino y que siempre están conmigo.

A mis hermanos José Luis y Milagros por su apoyo incondicional durante todo mi proceso académico universitario, por sus consejos y atenciones en todo momento gracias.

Jhoel Dennys Llanqui Flores



AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Dios por bendecirnos la vida, por guiarnos a lo largo de nuestra existencia, ser el apoyo y fortaleza en aquellos momentos de dificultad y de debilidad. A nuestros padres, por su amor, trabajo y sacrificio en todos estos años, gracias a ustedes hemos logrado llegar hasta aquí y convertirnos en lo que somos. Agradecemos a nuestros docentes de la Escuela Profesional de Ingeniería mecánica eléctrica de la Universidad Nacional del altiplano, por haber compartido sus conocimientos a lo largo de la preparación de nuestra profesión, de manera especial, a nuestros docentes Ing. Vilca Callata, Leonidas, tutor de nuestro proyecto de investigación, Ing. Meza Marocho Gregorio, Ing. Payé Colquehuanca Leonardo, Ing. Vargas Marón José Antonio quienes han guiado con su paciencia, y su rectitud.

Edson Raul Junior Humpire Zapana

Jhoel Dennys Llanqui Flores



ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA

AGRADECIMIENTOS

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABLAS

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

RESUMEN 14

ABSTRACT..... 15

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. OBJETIVO GENERAL..... 17

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS 18

CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. SISTEMA DE ENERGÍA..... 19

2.1.1. Niveles de tensión 21

2.2. ELEMENTOS DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN..... 23

2.2.1. Subestaciones Eléctricas 23

2.2.2. Interruptores de circuito 25

2.2.3. Interruptores de desconexión 26

2.2.4. Pararrayos..... 27

2.2.5. Aisladores..... 28

2.2.6. Nivel básico de aislamiento (BIL) 29

2.2.7. Conductores..... 30



2.2.8.	Equipo de protección.....	30
2.2.9.	Sistema de puesta a tierra	32
2.2.10.	Soportes.....	33
2.3.	MANTENIMIENTO	34
2.4.	TIPOS DE MANTENIMIENTO	35
2.4.1.	Mantenimiento Correctivo	35
2.4.2.	El Mantenimiento preventivo o basado en el tiempo.....	36
2.4.3.	Mantenimiento predictivo o basado en la condición.....	36
2.4.4.	Mantenimiento proactivo	38
2.5.	MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD (RCM).....	39
2.5.1.	Siete preguntas realizadas por el RCM	40
2.5.2.	El mantenimiento y la fiabilidad	40
2.5.3.	Fiabilidad.....	42
2.5.4.	La fiabilidad de los sistemas de energía.....	43
2.5.5.	Fallo.....	43
2.5.6.	Tareas de búsqueda de fallos.....	45
2.5.7.	Fallas Funcionales	46
2.5.8.	Análisis de modo de falla y efectos.....	47
2.5.9.	Análisis de árbol de fallos	48
2.5.10.	Análisis de causa y efecto	49
2.6.	FIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	50
2.6.1.	Evaluación de la fiabilidad de los sistemas de distribución	50
2.6.2.	Medición de la fiabilidad	51
2.6.3.	Exactitud de los datos observados.....	52
2.7.	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	53



2.7.1.	Descripción de la realidad problemática	54
2.7.2.	Territorio	55
2.7.3.	Ubicación de la zona de estudio	56
2.7.4.	Formulación del problema	58
2.7.5.	Problema general.....	58
2.7.6.	Formulación de los problemas específicos	59
2.8.	HIPÓTESIS	59
2.8.1.	Hipótesis General	59
2.8.2.	Variables	59

CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1.	MATERIALES	60
3.1.1.	Tipo de investigación	60
3.1.2.	Técnicas de recolección de datos	63
3.1.3.	Técnicas de análisis de datos.....	64
3.1.4.	Método de la investigación	64
3.1.5.	Unidades de información	64
3.2.	METODOLOGÍA	65
3.2.1.	Método optimizado de mantenimiento.....	65
3.2.2.	Método práctico de FMECA.....	66
3.2.3.	Criterios de evaluación de los diferentes parámetros del FMECA.....	69
3.2.4.	Análisis y clasificación de la criticidad.....	72
3.2.5.	Aplicación al sistema de distribución de energía.....	72
3.2.6.	Hoja de información FMECA.....	74
3.2.7.	Hoja de decisión FMECA	75



3.2.8. Procesamiento de Datos 76

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIONES

4.1. DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL 77

4.1.1. Descripción del caso de estudio 77

4.1.2. Clasificación de las fallas 79

4.1.3. Registro de falla S.E. Azángaro. 80

4.1.4. Registro de falla S.E. Ananea. 82

4.1.5. Registro de falla S.E. Huancané..... 84

**4.2. ANÁLISIS DE MODOS, EFECTOS DE FALLOS Y CRITICIDAD (FMECA)
..... 87**

4.2.1. Análisis de modos y efectos de fallas (AMEF)..... 88

4.2.2. Análisis de criticidad..... 92

4.3. PROPUESTA DEL PLAN DE MANTENIMIENTO 103

V. CONCLUSIONES..... 106

VI. RECOMENDACIONES 107

VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... 108

ANEXOS..... 111

ÁREA: Ingeniería Eléctrica

LÍNEA: Gestión de Mantenimiento

FECHA DE SUSTENTACION: 19 de octubre del 2022



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Sub sistemas de distribución	21
Figura 2: Esquema general de la red	22
Figura 3: Sub estación de distribución Huancané	24
Figura 4: Sub estación de distribución Ananea	25
Figura 5: Seccionadores de Barra, Interruptores de Potencia S.E. Huancané.	26
Figura 6: Seccionadores de Barra, Interruptores de Potencia S.E. Huancané.	27
Figura 7: Soportes L.T. tramo Azángaro - Putina.	29
Figura 8: Tableros Edificio de Control S.E. Huancané.	32
Figura 9: Soportes L.T. tramo Azángaro - Putina.	34
Figura 10: Evolución del Mantenimiento.....	35
Figura 11: Rendimiento de los activos	41
Figura 12: Proceso de árbol de fallos	49
Figura 13: El típico diagrama de espina de pescado	50
Figura 14: Sistema eléctrico Azángaro Ananea Huancané.....	58
Figura 15: Diagrama lógico del método FMECA	68
Figura 16: Diagrama unifilar S.E. Azángaro, Huancané.....	73
Figura 17: Diagrama unifilar S.E. Ananea.	74
Figura 18: Diagrama unifilar General	78
Figura 19: Diagrama de Pareto S.E. Azángaro.....	81
Figura 20: Duración de interrupción S.E. Azángaro	81
Figura 21: Diagrama de Pareto S.E. Ananea.....	83
Figura 22: Duración de interrupción S.E. Ananea	84
Figura 23: Diagrama de Pareto S.E. Huancané	86
Figura 24: Duración de interrupción S.E. Huancané.....	86



Figura 25. Diagrama de Pareto Causa de fallas S.E. Azángaro.....	93
Figura 26: Diagrama de Pareto Causa de fallas S.E. Ananea.....	94
Figura 27: Diagrama de Pareto Causa de fallas S.E. Huancané.....	95



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Coordenadas S.E. Azángaro	56
Tabla 2: Coordenadas S.E. Ananea	56
Tabla 3: Coordenadas S.E. Huancané.....	57
Tabla 4: Coordenadas S.E. Putina	57
Tabla 5: Parámetros FMECA (Ocurrencia).....	70
Tabla 6: Parámetros FMECA (Severidad).....	71
Tabla 7: Parametros FMECA (Detectabilidad)	71
Tabla 8: Parámetros FMECA (Criticidad).....	72
Tabla 9: Hoja de información FMECA.	75
Tabla 10: Hoja de decisión FMECA (Criticidad).....	76
Tabla 11: Tramos de línea 60 Kv.	78
Tabla 12: Tipos de estructuras línea 60 Kv.	79
Tabla 13: Registro de fallas S.E. Azángaro	80
Tabla 14: Registro de fallas S.E. Ananea	82
Tabla 15: Registro de fallas S.E. Huancané	85
Tabla 16: Sub sistemas del sistema de distribución.....	87
Tabla 17: AMEF para los soportes	88
Tabla 18: AMEF para los Conductores	89
Tabla 19: AMEF para aisladores	89
Tabla 20: AMEF para transformador	90
Tabla 21: AMEF para Sub sistema de protección	91
Tabla 22: AMEF para Sub sistema de protección	92
Tabla 23: Causas de fallas Funcionales S.E. Azángaro.....	93
Tabla 24: Causas de fallas funcionales S.E. Ananea	94



Tabla 25: Causas de fallas funcionales S.E. Huancané	95
Tabla 26: Parámetros FMECA (Críticidad).....	96
Tabla 27: Análisis de criticidad S.E. Azángaro	97
Tabla 28: Análisis de criticidad S.E. Azángaro	98
Tabla 29: Análisis de criticidad S.E. Ananea	99
Tabla 30: Análisis de criticidad S.E. Ananea	100
Tabla 31: Análisis de criticidad S.E. Huancané	101
Tabla 32: Análisis de criticidad S.E. Huancané	102
Tabla 33: Plan de mantenimiento S.E. Azángaro	103
Tabla 34: Plan de mantenimiento S.E. Ananea	104
Tabla 35: Plan de mantenimiento S.E. Huancané.....	104



ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

RCM	Mantenimiento basado en la confiabilidad
CBM	Mantenimiento Basado en la Condición
IED	Inteligentes Dispositivos Electrónicos
S.E.	Sub Estación
MTTB	Tiempo Promedio entre fallas
MTTR	Tiempo medio de reparación
MTTPM	Mantenimiento preventivo
Hr.	Horas
AMEF	Análisis de modos y efectos de fallos
FMECA	Análisis de modos y efectos de fallos y su criticidad
ELPU	Electro Puno
BIL	Nivel Básico de Aislamiento



RESUMEN

El presente trabajo de investigación tiene como objetivo elaborar el estudio y gestión de mantenimiento de la línea de transmisión 60 Kv Azángaro Putina Ananea de la empresa concesionaria Electro Puno S.A.A. ubicada en la Región de Puno, con altitudes entre los 3 875 msnm (S.E. Azángaro) y 4 644 msnm (SE. Ananea), con clima frío, calificado por sus descargas eléctricas atmosféricas intensas, y fuertes vientos en las cumbres, nevadas con escasa vegetación, aplicando la metodología basada en la confiabilidad y el análisis de fallas de las partes y componentes del sistema eléctrico. Para esto se aplicarán métodos estadísticos que permitirá hacer una programación adecuada del mantenimiento preventivo a las partes críticas de los equipos y sistemas eléctricos, para lo cual se realizará la descripción de los ensayos de confiabilidad de los datos de campo y de la metodología de la recolección de datos para poder deducir las Funciones generales de confiabilidad. De acuerdo a los resultados obtenidos en los análisis de falla, se realizarán las Acciones y recomendaciones correspondientes para los planes de mantenimiento de los componentes de los sistemas eléctricos con lo que se intenta mejorar la confiabilidad y disponibilidad del sistemas eléctricos, utilizaremos la metodología del análisis de datos de falla de la distribución de Weibull, con esto lograremos una decisión y conclusión final, para establecer que sea realizable, para considerar nuestro sistema bajo estudio como confiable. Utilizando el método de investigación no experimental, transversal y descriptivo.

Palabras clave: Componente, Confiabilidad, Disponibilidad, Distribución, Weibull.



ABSTRACT

The objective of this research work is to prepare the study and maintenance management of the 60 Kv transmission line Azángaro Putina Ananea the concessionaire company Electro Puno S.A.A. Located in the Region of Puno, with altitudes between 3,875 meters above sea level (S.E. Azángaro) and 4,644 meters above sea level (SE. Ananea), with a cold climate, qualified by its intense atmospheric electrical discharges, and strong winds in the summits, snowfall with little vegetation, applying the methodology based on the reliability and failure analysis of the parts and components of the electrical system. For this, statistical methods will be applied that will allow an adequate programming of preventive maintenance to the critical parts of the equipment and electrical systems, for which the description of the reliability tests of the field data and the collection methodology will be carried out. of data to be able to deduce the general reliability functions. According to the results obtained in the failure analysis, the corresponding actions and recommendations will be carried out for the maintenance plans of the components of the electrical systems with which it is tried to improve the reliability and availability of the electrical systems, we will use the analysis methodology Weibull distribution failure data, with this we will reach a final decision and conclusion, to establish that it is feasible, to consider our system under study as reliable. Using the non-experimental, cross-sectional and descriptive research method.

Keywords: Component, Reliability, Availability, Distribution, Weibull.



CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

La distribución tiene un lugar especial en el sistema de entrega porque es el vínculo entre el sistema y el cliente. Aunque la intensidad de fallas en las redes de transmisión principal y parcial es mayor que en la red de distribución, el número de situaciones de falla en el sistema de redistribución es mayor que en las redes principal y de transmisión. Durante la vida útil de los componentes del sistema de distribución, la tasa de fallas del componente aumenta significativamente debido al envejecimiento y la operación diaria de los componentes. Por lo tanto, se necesita una estrategia de mantenimiento para reducir las tasas de fallas y aumentar la confiabilidad del sistema de distribución.

Los reguladores establecen métricas de calidad de la energía para las empresas de servicios públicos, así como objetivos y umbrales que las empresas de servicios públicos deben cumplir. Estas empresas a menudo ejecutan programas de mantenimiento preventivo (PM) para mejorar la confiabilidad del sistema al establecer mejores condiciones de trabajo para extender la vida útil de sus equipos. La confiabilidad del sistema de distribución es una de los más importantes índices para evaluar la calidad del servicio de las empresas de distribución de energía eléctrica. (Piasson, Bísvaro, Leão, & Mantovani, 2016).

Exactamente al enfrentarse a una gran era de oportunidades que se reflejan en el aumento inherente de la demanda de energía, el escenario más común del que se encargan los ingenieros implica cómo satisfacer la demanda de energía, manteniendo ciertos índices de fiabilidad relacionados con la frecuencia y la duración de la energía no



suministrada sin aumentar los costos, especialmente los relacionados en los procedimientos de mantenimiento (García, Bernardon, Abaide, Bassi, & Dhein, 2014).

El establecimiento de prioridades y la programación del mantenimiento se realizan para la gestión económica, debido a que el capital es limitado y también la inversión debe estar en consonancia con la eficiencia económica. En otras palabras, con el desarrollo del sistema de distribución, se discutirán estrategias adecuadas de Mantenimiento Centralizado (RCM). En relación con la evaluación de la fiabilidad del sistema de distribución. El envejecimiento de los componentes tiene un efecto directo en el aumento del costo y la falta de disponibilidad de la energía eléctrica se trata de elegir la estrategia de mantenimiento adecuada en el sistema de distribución de energía eléctrica y sugiere la mejor combinación de las políticas y medidas de mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo. (Afzali, Keynia, & Rashidinejad, 2019).

El Mantenimiento Centrado en la Fiabilidad (RCM) se introdujo por primera vez en la industria de las aerolíneas en los años 60 y más tarde se aplicó a varios campos. El Mantenimiento centrado en la confiabilidad está diseñado para trabajar junto con los enfoques tradicionales de mantenimiento para garantizar el nivel de fiabilidad, en lugar de sustituir las técnicas tradicionales de mantenimiento..(Shayesteh, Yu, & Hilber, 2018)

1.1. OBJETIVO GENERAL

El Estudio y gestión de mantenimiento basado en la confiabilidad de la línea de transmisión 60kv Azángaro Putina y Ananea y, para la previsión de fallas.



1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Reconocer las fallas y los componentes críticos de la línea de transmisión 60kv Azángaro Putina y Ananea, para previsión de las fallas del sistema.
- Efectuar el ofrecimiento respectivo del plan de mantenimiento de la línea de transmisión 60kv Azángaro Putina y Ananea, basado en la confiabilidad.



CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. SISTEMA DE ENERGÍA.

Históricamente, un sistema de energía se ha dividido en tres áreas casi independientes de operación de la siguiente manera:

1. Generación: instalaciones para la generación de electricidad a partir de fuentes de energía primarias.
2. Transmisión: sistema de transporte para trasladar grandes cantidades de energía desde las instalaciones de generación a zonas geográficas específicas.
3. Distribución: dentro de un área geográfica específica, distribuir la energía a los consumidores individuales (por ejemplo, residencial, comercial, industrial, etc.) (Chowdhury, 2009).

El sistema eléctrico comprende las etapas de producción, transporte, distribución y uso de la energía eléctrica, su tarea principal es la transferencia de esta energía desde los centros de producción a los centros de consumo y finalmente suministrar energía eléctrica entregada al usuario de forma segura y con la calidad requerida. . . niveles

Las empresas distribuidoras están obligadas a prestar el servicio dentro de sus respectivas zonas de concesión, así como a respetar las tarifas máximas que fije la Autoridad Competente en este caso el OSINERGMIN para la comercialización de energía eléctrica a los consumidores.

Aproximadamente las 2/3 partes de la inversión total del sistema de potencia, están dedicados a la parte de distribución (Gigante Invisible), lo que implica



necesariamente un trabajo cuidadoso en el planeamiento, diseño y construcción y en la operación del sistema de distribución, lo que requiere manejar una información voluminosa y tomar numerosas decisiones, lo cual es una tarea compleja, pero de gran trascendencia. (Castaño, 2010).

Las redes de distribución son una parte muy importante del sistema eléctrico, debido a que toda la energía producida debe ser distribuida a los usuarios y se ubican en grandes áreas. Como resultado, la producción se realiza en grandes bloques, concentrados en fábricas de alta capacidad y distribuidos en grandes superficies con cargas de diferentes tamaños. Por esta razón el sistema de distribución resulta todavía más complejo que el sistema de potencia (Aristóteles & Juárez Cervantes, 2002).

Operación exitosa con un suministro de energía de calidad, el vínculo entre la fuente y el usuario, el sistema de distribución juega un rol cada vez más importante.

No sólo está llamado a suministrar cantidades cada vez mayores de energía eléctrica, sino que la demanda de normas de calidad cada vez más elevadas le impone requisitos cada vez más estrictos.(Anthony J. Pansini, E.E., 2007)

SISTEMA	DESCRIPCIÓN			Rangos Diferenciales De Tensiones (*)
DISTRIBUCIÓN	Es aquel conjunto de instalaciones de entrega de energía eléctrica a los diferentes usuarios y comprende:	SUB-SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA	Es aquel destinado a transportar la energía eléctrica producida por un Sistema de Generación, utilizando eventualmente un Sistema de Transmisión, y/o un Sub-Sistema de Sub-Transmisión, a un Sub-Sistema de Distribución Secundaria, a las Instalaciones de Alumbrado Público y/o a las conexiones para los usuarios, comprendiendo tanto las redes como las subestaciones intermediarias y/o finales de transformación.	$1\text{Kv} \leq U < 30\text{kV}$
		SUB-SISTEMA DE DISTRIBUCION SECUNDARIA	Es aquel destinado a transportar energía eléctrica suministrada normalmente a bajas tensiones (inferiores a 1kV) desde un Sistema de Generación, eventualmente a través de un Sistema de Transmisión y/o Sub Sistema de Distribución Primaria, a las conexiones. Abarca cables y/o conductores y sus elementos de instalación.	$U < 1 \text{ kV}$
		INSTALACIONES DE ALUMBRADO PÚBLICO	Conjunto de dispositivos necesarios para dotar de iluminación a vías y lugares públicos, abarcando las redes y las unidades de alumbrado público.	$U < 1 \text{ kV}$
		CONEXIONES	Conjuntos de elementos abastecidos desde un Sistema de Generación, un Sistema de Transmisión o un Sistema de Distribución para la alimentación de los suministros de energía eléctrica destinados a los usuarios, incluyendo las acometidas y las cajas de conexión, de derivación y/o toma, equipos de control, limitación, registro y/o medición de la energía eléctrica proporcionada.	
		PUNTO DE ENTREGA	Constituidos por equipos de control, limitación, registro o medición de la energía eléctrica proporcionada.	
UTILIZACIÓN	Es aquel constituido por el conjunto de instalaciones destinado a llevar energía eléctrica suministrada a cada usuario desde el punto de entrega hasta los diversos artefactos eléctricos en los que se produzcan su transformación en otras formas de energía.			

Figura 1: Sub sistemas de distribución

Fuente: DGE MEM

2.1.1. 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 / 220V; 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)

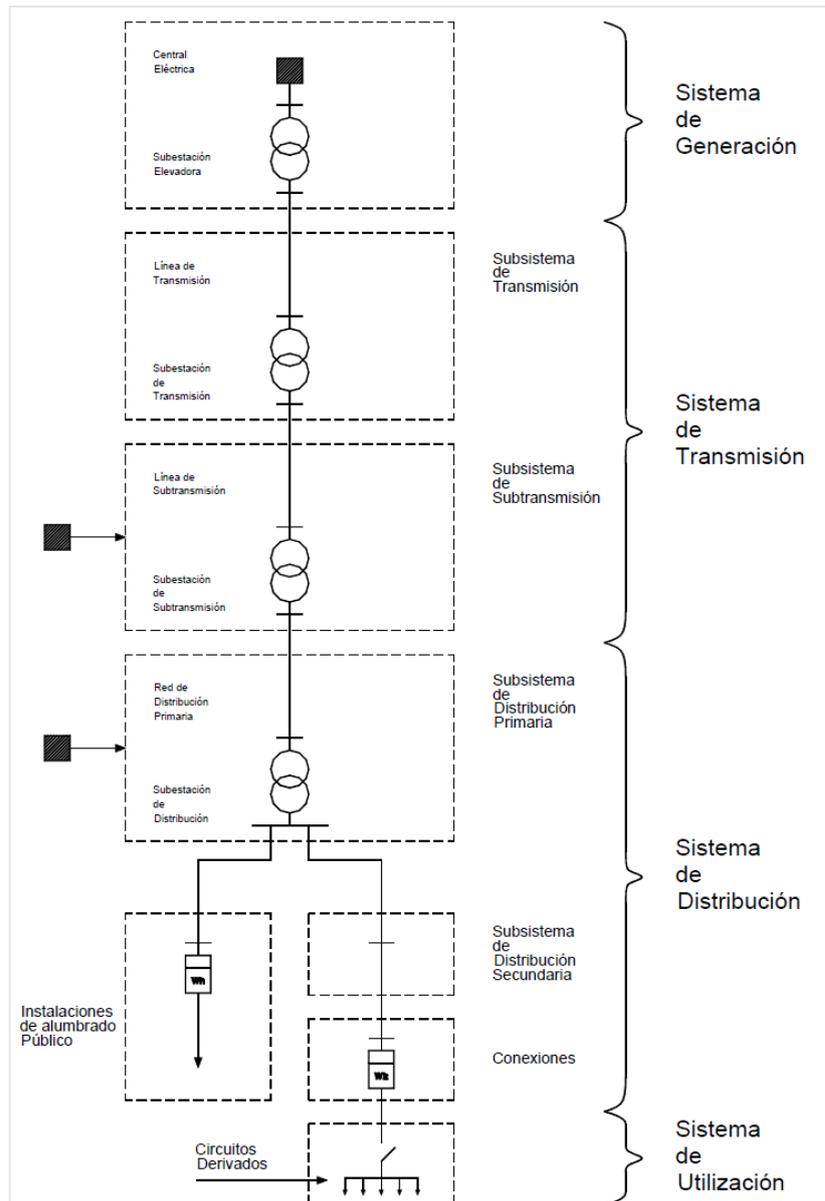


Figura 2: Esquema general de la red

Fuente: DGE MEM

También la ISO 55000, un conjunto de normas sobre Gestión de Activos que consiste en la coordinación y optimización de los activos en todo su ciclo de vida, incluidos los procesos de selección, adquisición, utilización, mantenimiento, renovación y desincorporación.

La norma ISO 14224 nos proporciona una base sólida para la recolección y estructuración de los datos de confiabilidad y mantenimiento para equipos de



instalaciones de industria, estos datos sirven para la gestión de los componentes durante su ciclo de vida. Debido a que aborda equipos comunes de las instalaciones industriales como es el caso la industria de la electricidad, ya que hay activos físicos en los procesos, de esta forma se puede utilizar esta norma al recopilar la información del activo. (O. CAMPOS,G. TOLENTINO,M. TOLEDO,R. TOLENTINO, 2019)

2.2. ELEMENTOS DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN

2.2.1. Subestaciones Eléctricas

Las subestaciones son una parte integral del sistema de distribución de electricidad. La conexión entre la línea de transmisión de alto voltaje y el sistema de distribución de energía de bajo voltaje es una subestación. Función de subestación como se muestra en la imagen 3, reciben energía eléctrica de un sistema de transmisión de energía de alta tensión y la convierten en niveles de voltaje adecuados para uso industrial, comercial o residencial. El principal componente Funcional de una subestación es el transformador. Sin embargo, hay muchos otros tipos de equipos especializados que se requieren para el Funcionamiento de una subestación (Dale R. Patrick, 2009).



Figura 3: Sub estación de distribución Huancané

Fuente: Propiedad de Electro Puno S.A.A.

El transformador de distribución es sin duda el más importante de estos equipos. Sin el transformador de distribución, sería imposible distribuir la energía a tan largas distancias. El propósito de un transformador es aumentar o disminuir el voltaje. En el caso del transformador de distribución, el voltaje se reduce desde la red primaria de un circuito de distribución al de la red secundaria (Pansini, 2000).

Las subestaciones son los puntos de la red eléctrica donde las líneas de transmisión y los alimentadores de distribución se conectan entre sí mediante interruptores o conmutadores a través de barras colectoras y transformadores. Esto permite el control de los flujos de energía en la red y las operaciones generales de conmutación con fines de mantenimiento (C. R. Bayliss, 2007).



Figura 4: Sub estación de distribución Ananea

Fuente: Propiedad de Electro Puno S.A.A.

2.2.2. Interruptores de circuito

Los interruptores de circuito que controlan las altas tensiones también se encuentran en subestaciones eléctricas. Muchas subestaciones de exterior usan interruptores de circuito llenos de aceite. En este tipo de interruptor, los contactos están sumergidos en aceite aislante en una carcasa metálica. Otro tipo de disyuntor de alta tensión es el disyuntor magnético de aire, cuyos contactos se rompen en el aire cuando se sobrecarga la línea eléctrica. Se utilizan ventiladores magnéticos para crear un campo que hace que el aire generado al romperse los contactos se acumule en los canales, donde se extingue. Uno de estos cambios es el embrague neumático. Este tipo de flujo de aire a presión se enfoca en los contactos cuando la línea eléctrica está abierta. El aire a presión enfría el área de expansión cuando los contactos están abiertos. Hay que señalar que siempre que se interrumpe un circuito de alta tensión se forman grandes arcos. Este

problema no se encuentra en gran medida en los equipos de protección de baja tensión.

(Dale R. Patrick, 2009)

2.2.3. Interruptores de desconexión

Los interruptores de desconexión de alto voltaje se usan para desconectar la electricidad de las líneas de energía que alimentan el equipo. Ordinariamente, los seccionadores no disparan cuando la corriente fluye a través de ellos. Se producirán arcos de alto voltaje si los seccionadores se dejan abiertos cuando la corriente fluye a través de ellos. Se abren primordialmente para aislar equipos de la línea eléctrica con fines de seguridad. Gran parte de los interruptores de desconexión son del tipo "air-break", de construcción similar a los interruptores de cuchillo. Estos interruptores están disponibles para uso en interiores o exteriores, tanto en diseños manuales como motorizados (Dale R. Patrick, 2009).



Figura 5: Seccionadores de Barra, Interruptores de Potencia S.E. Huancané.

Fuente: Propiedad de Electro Puno S.A.A.

2.2.4. Pararrayos

El uso de pararrayos en las líneas eléctricas tiene como finalidad provocar la conducción a tierra de la sobretensión provocada por el rayo u otros problemas del sistema. Sin los pararrayos, las líneas eléctricas y el equipo asociado podrían quedar inoperantes cuando les cae un rayo. Los pararrayos están diseñados para funcionar rápidamente y volver a alcanzar su punto máximo si es necesario. Su tiempo de respuesta debe ser más rápido que el de los demás equipos de protección utilizados en las líneas eléctricas. Los pararrayos deben tener una conexión a tierra dura en un lado. El otro lado del pararrayos está conectado a la línea eléctrica. Algunas veces, se conectan a transformadores o al interior de los interruptores. Los rayos son la principal causa de fallos en el sistema eléctrico y de daños en los equipos, por lo que los pararrayos tienen una función muy importante. Los pararrayos también se utilizan en subestaciones al aire libre (Dale R. Patrick, 2009).



Figura 6: Seccionadores de Barra, Interruptores de Potencia S.E. Huancané.

Fuente: Propiedad de Electro Puno S.A.A.



2.2.5. Aisladores

Todas las líneas usadas en la transmisión de energía eléctrica deben estar aisladas para que no se conviertan en un peligro para las personas por seguridad. Los cables aislados grandes se utilizan en subestaciones y otros puntos en los sistemas de distribución de energía para aislar los conductores que transportan corriente de sus estructuras de acero u otros equipos montados en tierra. El aislador puede ser de porcelana, caucho o material termoplástico. Las líneas de transmisión de energía requieren muchos aislantes para aislar eléctricamente las líneas de energía de las torres de acero y los postes de madera que soportan las líneas. Los aisladores deben tener suficiente fuerza mecánica para soportar las líneas eléctricas bajo cualquier condición climática. También deben tener suficientes propiedades aislantes para evitar cualquier arco entre las líneas de energía y sus estructuras de apoyo. Los aisladores de alta tensión suelen ser de porcelana. Los aisladores se construyen en "cuerdas" que se suspenden de torres de acero o madera. El diseño de estos aislantes es muy importante ya que afecta a su capacidad y a su habilidad para soportar las condiciones climáticas. (Dale R. Patrick, 2009).

Los conductores de la línea están aislados eléctricamente entre sí también a partir del poste o la torre por medio de no conductores que se denominan aislantes. Para determinar si se puede utilizar un aislante, se debe considerar la fuerza mecánica y las propiedades eléctricas. Dos prácticos materiales aislantes son la porcelana y el vidrio. Ambos dejan mucho que desear. La porcelana puede soportar una gran carga en compresión, pero se rompe fácilmente cuando se estira, es decir, cuando se separa. Por lo tanto, cuando se utilizan aisladores, se debe prestar atención a que las fuerzas que actúan

sobre este se compriman y no se separen. Lo mismo ocurre generalmente con el vidrio.(Pansini, 2000)

2.2.6. Nivel básico de aislamiento (BIL)

El equipo de distribución eléctrica está sujeto a picos de alto voltaje resultante de los rayos y otras operaciones de conmutación. Su aislamiento debe ser capaz de soportar estas altas corrientes instantáneas. Los pararrayos se instalan lo más cerca posible de otros equipos de distribución para desviar las sobretensiones a tierra. El nivel básico de aislamiento (NBAI), especialmente para los interruptores y transformadores de las subestaciones, debe ser calculado cuidadosamente. El BIL es el nivel de aislamiento mínimo para proporcionar una protección de aislamiento adecuada de forma económica y limitar la posibilidad de que se produzcan daños en los equipos debido a las sobretensiones (Dale R. Patrick, 2009).

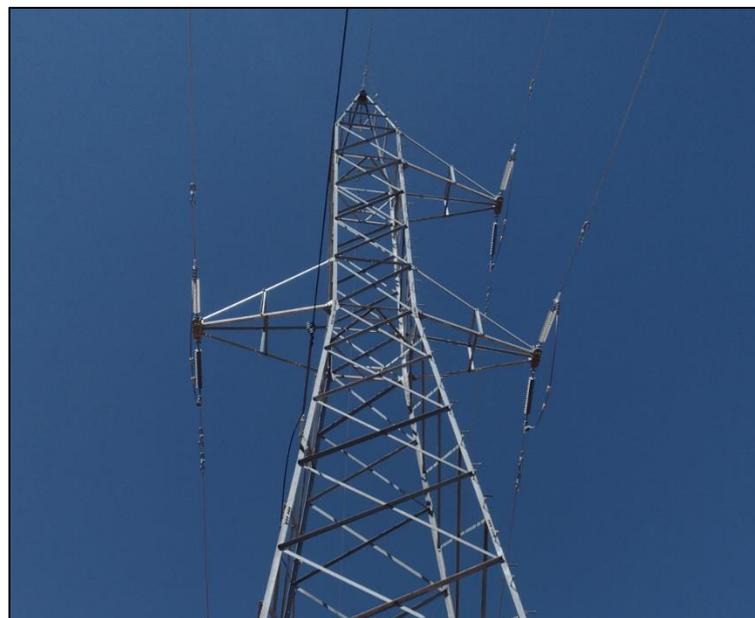


Figura 7: Soportes L.T. tramo Azángaro - Putina.

Fuente: Propiedad de Electro Puno S.A.A.



2.2.7. Conductores

Los conductores utilizados para la distribución de energía son, normalmente, cables de aluminio o cables de aluminio-conductor de acero reforzado (ACSR) para la transmisión a larga distancia, y cables de cobre aislados para distancias más cortas. (Dale R. Patrick, 2009).

Los conductores de la línea pueden variar de tamaño según el voltaje nominal. El número de conductores encadenados en un poste depende del tipo de circuitos que se utilizan. Debido a que dan una buena combinación de conductividad y economía, el cobre, el aluminio y el acero son los materiales conductores más utilizados. La plata tiene mejor conductividad que el cobre; pero su debilidad mecánica y su alto costo la eliminan como un conductor práctico

Las combinaciones de aluminio-acero o cobre-acero y aluminio se han vuelto comunes para los conductores en casos especiales. Las aleaciones de aluminio también se utilizan como conductores (Pansini, 2000).

2.2.8. Equipo de protección

Hay muchos Dispositivos utilizados para proteger los sistemas de distribución de energía contra daños causados por condiciones anormales. Por ejemplo, los interruptores, fusibles, disyuntores, pararrayos y relés de protección se utilizan para este fin. Algunos de estos dispositivos desconectan automáticamente el equipo de las líneas eléctricas antes de que se produzca cualquier daño. Otros dispositivos detectan cambios en el Funcionamiento normal del sistema y realizan los cambios necesarios para compensar las condiciones anormales de los circuitos. El problema eléctrico más común que requiere protección es el de los cortocircuitos. Otros problemas incluyen la sobretensión, la baja



tensión y los cambios en la frecuencia. Generalmente se utiliza más de un método de protección para proteger los circuitos eléctricos de las condiciones defectuosas. El propósito de cualquier tipo de dispositivo de protección es hacer que un conductor de corriente se vuelva inoperante cuando una cantidad excesiva de corriente fluye a través de él. (Dale R. Patrick, 2009).

Los relés de protección más avanzados que existen hoy en día se denominan IED (inteligentes dispositivos electrónicos), ya que ofrecen mucho más que sólo las Funciones de protección del relé tradicional.

Las Funciones de protección del IED evolucionaron a partir de las Funciones básicas de protección contra sobre corriente y falla a tierra del relé de protección del alimentador (de ahí que algunos fabricantes denominaran a sus IED "terminales de alimentador"). Esto se debe al hecho de que un relé de protección de alimentador se utiliza en casi todas las celdas de un cuadro de distribución típico, y el hecho de que no se requieren Funciones de protección más exigentes permite utilizar el microprocesador del relé para Funciones de control (Jan de Kock, 2004).



Figura 8: Tableros Edificio de Control S.E. Huancané.

Fuente: Propiedad de Electro Puno S.A.A.

2.2.9. Sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra debe estar diseñado para reducir los riesgos eléctricos para las personas y debe tener una resistencia de puesta a tierra suficientemente baja y así permitir una operación rápida de los dispositivos de protección del circuito. 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:

Organice la ruta de menor resistencia posible a través de los cables de tierra hacia la red eléctrica, de modo que, en caso de falla a tierra en un cable vivo, fluya suficiente corriente a través del conductor de tierra. La ruta predeterminada permite el funcionamiento del interruptor.



Limite a un valor seguro el aumento potencial de todas las estructuras metálicas normalmente accesibles para humanos y animales, en condiciones de circuito normales y anormales. La junta común de todas las estructuras de metal (masa) comúnmente expuestas evita la probabilidad de una diferencia potencialmente peligrosa entre los contactos metálicos adyacentes en condiciones normales o anormales. existe dos tipos primordiales de conductores de tierra: conductores de protección (o unión) y electrodos de tierra.

En sistemas de baja tensión con muchos neutros puestos a puesta a tierra, cero resistencias de puesta a tierra en los puntos más críticos, todas las condiciones de tierra, según la normativa vigente, no se deben superar los siguientes valores:

- En centro urbano o urbano rural 6 ohm
- En localidades aisladas o zonas rurales 10 ohm (MEM, 2012).

2.2.10. Soportes

Los conductores necesitan ayuda para moverse de un lugar a otro. Los soportes pueden ser torres, columnas u otras estructuras. Estos últimos pueden ser de acero, de hormigón, madera o fibra de vidrio. La elección del tipo de soporte depende del terreno a atravesar y del tamaño de los conductores y equipos a transportar. Disponibilidad y economía, así como factores atmosféricos.

Los postes y postes de acero se usan comúnmente para líneas de transmisión de energía de madera y postes de concreto para circuitos de distribución. Sin embargo, esta distinción no siempre es cierta. Para atender las necesidades de un caso particular, se pueden utilizar postes de madera o de concreto para implementar líneas de transmisión

de energía; y en algunos casos puede necesitar una torre de acero para el circuito de distribución. En general, las torres de acero se utilizan cuando la resistencia es excepcional y se requiere fiabilidad. El acero también puede ser usado para postes. Aunque son comparativamente caros, las consideraciones de resistencia para grandes vanos, cruce de vías férreas o ríos, por ejemplo, hacen que la madera sea indeseable y que los postes de acero, completos con crucetas de acero sean necesarios.



Figura 9: Soportes L.T. tramo Azángaro - Putina.

Fuente: Propiedad de Electro Puno S.A.A.

2.3. MANTENIMIENTO

El mantenimiento precisa todas las acciones que se realizan en el dispositivo para preservar o restaurar el dispositivo a un estado determinado. Por lo tanto, el mantenimiento se refiere al mantenimiento preventivo, llevado a cabo a intervalos predeterminados, como ejemplo, para disminuir el daño por uso y desgaste, y el mantenimiento correctivo, llevado a cabo en el momento de la falla y para llevar el

dispositivo a un estado en el que pueda realizar la función requerida. El propósito del mantenimiento preventivo también debería ser detectar y corregir posibles fallas y desperfectos (por ejemplo, defectos no detectados en equipos redundantes). El mantenimiento correctivo, también conocido como reparación, incluye la detección, la localización, la corrección y la revisión. (Birolini, 2017).

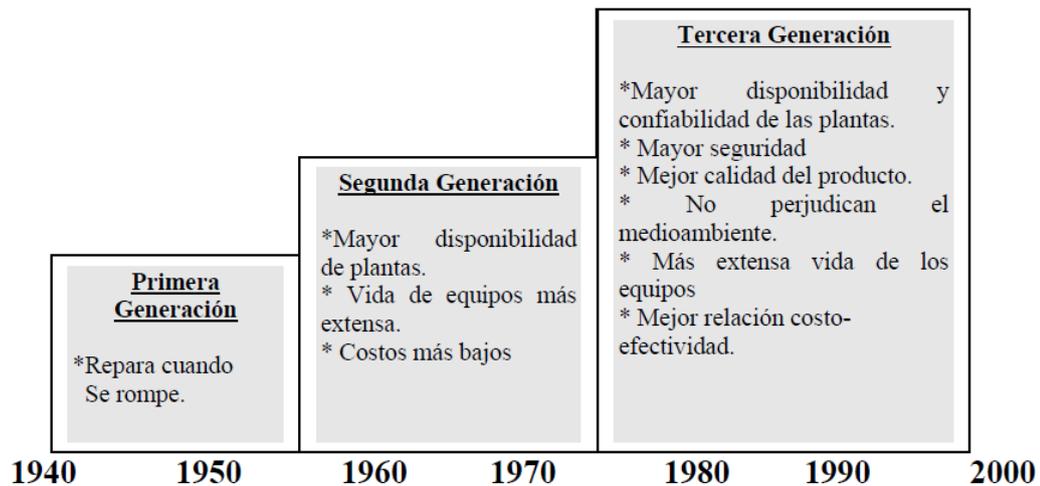


Figura 10: Evolución del Mantenimiento

Fuente: (Moubray, 2004)

2.4. TIPOS DE MANTENIMIENTO

2.4.1. Mantenimiento Correctivo

La filosofía mínima de este tipo de mantenimiento es permitir que el equipo industrial trabaje cuando falla y reparar o reemplazar el componente dañado solo cuando surgen problemas obvios. La ventaja de este criterio es que trabaja bien si el tiempo de inactividad del equipo no afecta la producción y los costos de instalación y materiales no importan. La desventaja es que el área de mantenimiento está constantemente ejecutando procedimientos de mantenimiento no programados, manejo de emergencias con interrupciones inesperadas de la producción y una fábrica que necesita tener un gran inventario de repuestos para un mantenimiento rápido. Esta es definitivamente la forma



menos eficiente de mantener una instalación. Los pocos esfuerzos realizados para reducir costos mediante la compra de piezas baratas y la contratación de mano de obra no calificada complican aún más las cosas. A menudo, el personal está sobrecargado de trabajo y no tiene suficiente personal que llega al trabajo cada día para enfrentarse a una larga lista de trabajos sin terminar (osarenren, 2015).

2.4.2. El Mantenimiento preventivo o basado en el tiempo

Este modelo consiste en sistematizar las actividades de mantenimiento a transcurso predeterminados, sustitución de equipos dañados ante fallas evidentes. La ventaja de este modelo es que Funciona bien para equipos y empleados que no están en funcionamiento constante y que tienen suficiente capacidad, destreza y tiempo para realizar el trabajo de mantenimiento preventivo. La desventaja es que el mantenimiento sistematizado puede realizarse excesivamente pronto o demasiado tarde. La reducción de la producción debido a un mantenimiento no necesario es muy posible. En muchos de los casos en que se desmontaron máquinas en perfecto estado, se retiraron y desecharon las piezas buenas y se instalaron incorrectamente las nuevas. (osarenren, 2015)

2.4.3. Mantenimiento predictivo o basado en la condición

Esta técnica consiste en planificar actividades de mantenimiento solamente cuando los requisitos mecánicos o de Funcionamiento lo justifiquen, monitorear habitualmente los equipos en busca de vibración, temperatura y deterioro excesivo del lubricante, u observar cualquier otra tendencia nociva para la salud de los equipos que ocurra con el paso del tiempo. Cuando la propiedad alcanza un nivel no aceptable, el dispositivo se apaga por seguridad, reparar o reemplazar los componentes dañados del equipo para evitar problemas más costosos.



La ventaja de esta tecnología es que funciona muy bien cuando el usuario tiene la capacidad, las habilidades y el tiempo para realizar el mantenimiento predictivo. La compensación del equipo se puede planificar en orden, lo que le brinda tiempo para adquirir materiales para los arreglos necesarios, lo que reduce la obligación de un gran inventario de repuestos. Dado que la labor de mantenimiento se lleva a cabo solo cuando sea necesario, es posible que aumente la capacidad de elaboración. La desventaja es que la obligación de sostenimiento puede acumularse si los trabajadores no notan el daño al equipo. Para visualizar tendencias poco saludables en vibración, temperatura o lubricación, este método requiere que la empresa compre equipos para monitorear estos parámetros y capacitar al personal interno. Una alternativa es subcontratar este trabajo a un contratista calificado para tareas de pronóstico/espaciales. Si una organización ha estado Funcionando en el modo de averías/de funcionamiento hasta el fallo y/o el estilo PM, la gestión de la producción y del mantenimiento principal debe ajustarse a esta nueva filosofía, lo que puede ser problemático si el departamento de mantenimiento no está autorizado a comprar el equipo necesario, proporcionar una formación adecuada a las personas para aprender las nuevas técnicas, no se les da tiempo para recoger los datos o no se les permite apagar la maquinaria cuando se identifican los problemas. (osarenren, 2015).

Esta es una política de mantenimiento de equipos que consiste en 1) medir la situación del equipo para evaluar si fallará en un futuro cercano, luego 2) tomar las Acciones apropiadas para eludir las consecuencias de este incidente. El estado del equipo se puede medir mediante el monitoreo de la condición, el control de datos estadísticos o la eficiencia del dispositivo, o mediante el uso de los sentidos humanos. Los términos Mantenimiento Basado en la Condición (CBM), Mantenimiento en Condición y Mantenimiento Predictivo se utilizan indistintamente.(Gulati, 2009)



2.4.4. Mantenimiento proactivo

Esta metodología utiliza todos los recursos de mantenimiento consistentes con el análisis del origen raíz de la falla no solo para descubrir e identificar los problemas exactos que ocurren, sino también para garantizar que se mejoren las técnicas de instalación y las reparaciones avanzadas, incluido el reestructurar o la modificación del dispositivo para eludir o suprimir problemas. La virtud de este método es que Funciona de manera muy eficiente si los empleados tienen suficientes conocimientos, habilidades y tiempo para efectuar todas las actividades requeridas. Al igual que en la programación basada en pronósticos, las reparaciones de equipos se pueden programar en orden, pero luego se requerirá un mayor esfuerzo para brindar mejoras que reduzcan o eliminen posibles problemas recurrentes. Una vez más, las reparaciones del equipo se pueden programar en secuencia, lo que da tiempo para comprar repuestos para las reparaciones necesarias y reduce la necesidad de inventar piezas grandes. Dado que el trabajo de mantenimiento se lleva a cabo solo cuando se requiere, y el esfuerzo adicional es investigar a fondo la causa de la falla y luego detectar formas de mejorar la confiabilidad de la maquinaria, es posible un incremento significativo de la capacidad de producción.(Osarenren, 2015).

El mantenimiento no correctivo (preventivo, centrado en el estado y proactivo) se aplica principalmente a los elementos críticos de fabricación. Una vez seleccionados los equipos a realizar, es necesario dividirlos en subcomponentes reparables. Por ejemplo: rodamientos, correas, engranajes, etc. Si se opta por el mantenimiento preventivo de los equipos, es necesario establecer la frecuencia con la que se realizan cambios de piezas, lubricación, etc. Para ello se hace un análisis estadístico del ciclo de vida. Las tareas realizadas deben estar claramente descritas en los procedimientos y sus rastros deben



registrarse en los informes. Serán parte del CV de cada equipo. Tal registro ayudara en la detección de fallas, y la evaluación de costos. (RODRIGO, 2005)

2.5. MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD (RCM)

La confiabilidad está altamente ligada con la calidad de un producto y, a siempre, se considera un elemento del mismo. La calidad se define atributivamente como la cantidad que satisface los requisitos de los usuarios del producto. La confiabilidad se refiere a cuánto tiempo continúa funcionando el producto después de haber sido puesto en uso. Una baja calidad del producto implica una disminución de su confiabilidad, de la misma manera que una calidad alta implica una confiabilidad elevada. (Gutierrez, 2012)

El proceso de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) identifica metódicamente todas las Funciones de los activos y las fallas Funcionales. También identifica todas las posibles causas de estos fallos. A continuación, procede a identificar los efectos de esos modos de fallo probables y a determinar de qué manera esos efectos son importantes. Una vez que ha reunido esta información, el proceso de RCM selecciona entonces la política de gestión de activos más apropiada. (Gutierrez, 2012)

RCM considera todas las opciones de gestión de activos: tarea en condiciones, tarea de restauración programada, tarea de descarte programada, tarea de búsqueda de fallas, y cambio único (al diseño de hardware, procedimientos operativos, capacitación del personal, u otros aspectos del activo fuera del estricto mundo del mantenimiento). Esta consideración es diferente a otros procesos de desarrollo de mantenimiento. (Mobley & Wikoff, 2008)



2.5.1. Siete preguntas realizadas por el RCM

Fundamentalmente, el proceso del MCR busca responder a las siguientes siete interrogantes en orden secuencial.

1. ¿Cuáles son las Funciones requeridas y los niveles de rendimiento asociados del activo en su entorno operativo actual (funciones)?
2. ¿Cómo no puede realizar sus funciones (errores de función)?
3. ¿Cuál es la causa de cada falla funcional (modos de error)?
4. ¿Qué sucede en caso de falla (efecto de falla)?
5. ¿Cuál es el significado de cada falla (consecuencia de la falla)?
6. ¿Qué se debe hacer para predecir o prevenir cada falla (tarea activa e intervalo de tareas)?
7. ¿Qué hacer si no se encuentra una tarea activa adecuada (¿Acciones predeterminadas?). (Mobley & Wikoff, 2008)

2.5.2. El mantenimiento y la fiabilidad

En toda empresa, el activo es necesario para la producción del producto o servicio. El propósito del mantenimiento organizacional y la confiabilidad es asegurar que los activos sean rentables cuando se necesiten. La rentabilidad del inmueble se basa en tres factores (véase la figura 7):

Fiabilidad inherente - cómo se diseñó.

Entorno operativo - cómo se operará.

Plan de mantenimiento - cómo se mantendrá.

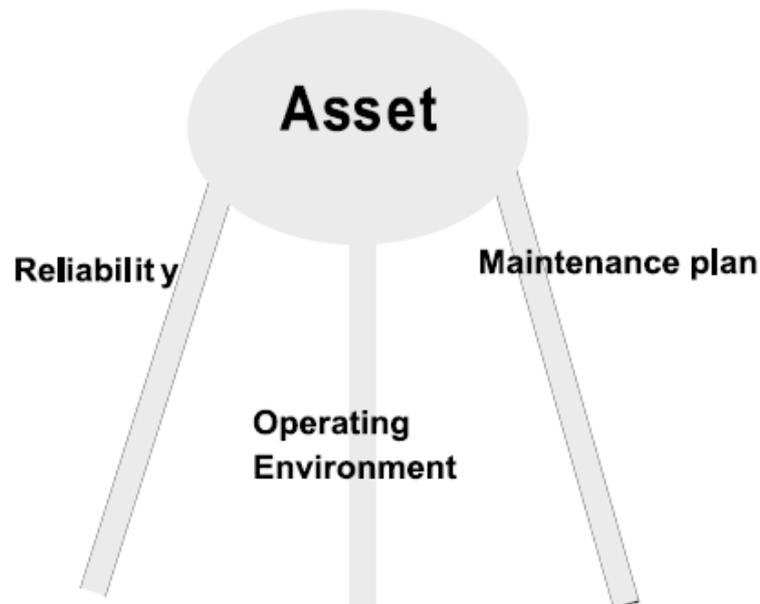


Figura 11: Rendimiento de los activos

Fuente: (Gulati, 2009).

Los productos básicos generalmente se diseñan con un cierto grado de confiabilidad en mente. La confiabilidad de este modelo es el efecto de la confiabilidad de los componentes individuales y de cómo están programados. Esta confianza se llama confiabilidad inherente. No podemos modificar ni mejorar la confiabilidad del contenido una vez instalado sin reemplazarlo con mejores elementos y mejorado o sin remodelar. Como otro factor, el ambiente de gestión, evalúa la naturaleza del uso de la propiedad y la profesionalidad del operador. Varios estudios han demostrado que el 0% o más de las fallas se deben a errores operativos. Las organizaciones deben asegurarse de que los operadores estén debidamente calificados y capacitados para operar activos sin fallas que puedan causar fallas. De hecho, los operadores deberían ser la primera línea de defensa para monitorear las condiciones anormales de los activos y tomar medidas correctivas.

El tercer elemento es el plan de mantenimiento que determinará cómo se mantendrá la propiedad. El objetivo de un plan de mantenimiento es mantener la confiabilidad de los activos y mejorar la disponibilidad de los mismos. El plan debe



incluir el mantenimiento y las acciones necesarias para detectar fallas potenciales antes de que generen tiempo de inactividad no planificado. (Gulati, 2009).

2.5.3. Fiabilidad

La fiabilidad es una propiedad de un elemento, expresada como la probabilidad de que un producto realice una función requerida bajo ciertas condiciones dentro de un cierto período de tiempo. A menudo se denota R . La fiabilidad también se puede definir cualitativamente como la capacidad del objeto para continuar su trabajo. La confiabilidad define cuantitativamente la probabilidad de que no ocurra una falla dentro de un cierto período de tiempo. Esto no significa que las piezas de repuesto no puedan fallar, sino que pueden dañarse y repararse en línea (es decir, interrumpir las operaciones a nivel del producto (sistema)). Por lo tanto, el concepto de confiabilidad se aplica tanto a los equipos no reparables como a los reparables. En particular, un informe de confiabilidad numérica (por ejemplo, $R = 0,9$) debe ir acompañado de una definición clara de la función requerida, las condiciones ambientales, el uso y el mantenimiento y la edad, la vida útil de la misión y el estado del elemento al inicio de la misión (normalmente se supone implícitamente que es nuevo o como nuevo). (Birolini, 2017)

Un objeto es una unidad Funcional o estructural arbitrariamente compleja (por ejemplo, componente, pieza, dispositivo, ensamblaje, dispositivo, subsistema, sistema) que puede tratarse como una unidad de estudio). Puede ser hardware, software o ambos y también incluye recursos humanos. Suponiendo que los aspectos humanos y el apoyo logístico sean ideales, se debería preferir el sistema técnico; sin embargo, el sistema se utiliza a menudo por razones de simplicidad. (Birolini, 2017)



2.5.4. La fiabilidad de los sistemas de energía

Confiabilidad es un concepto abstracto que significa durabilidad, confiabilidad y buen desempeño. Sin embargo, en el caso de los sistemas técnicos, no es solo un término abstracto; es algo que se puede calcular, medir, evaluar, planificar y planificar en un dispositivo o sistema. La confiabilidad es la capacidad de un sistema para realizar su función prevista en las condiciones de operación encontradas durante su vida prevista. (Chowdhury, 2009)

La función básica de un sistema de energía es proporcionar energía eléctrica a los clientes de la manera más confiable y económica posible. Ha habido algunas aplicaciones simples del enfoque probabilístico para los cálculos de capacidad de reserva de producción desde la década de 1940; sin embargo, la preocupación real en la evaluación de la confiabilidad del sistema de energía comenzó a despegar sólo después de 1965, muy notablemente influenciado por el apagón de la ciudad de Nueva York de ese año. La matemática de la fiabilidad evoluciona constantemente para adaptarse a los cambios técnicos en las operaciones y configuraciones de los sistemas de energía. En la actualidad, las fuentes de energía renovable, como los sistemas eólicos y fotovoltaicos, tienen un impacto significativo en el Funcionamiento de los sistemas de generación, transmisión y distribución (Chowdhury, 2009).

2.5.5. Fallo

La falla ocurre cuando el dispositivo no realiza la función requerida. Tan simple como es esta definición, puede ser difícil de aplicar a dispositivos complejos. El tiempo sin fallos, para el tiempo de Funcionamiento sin fallos, es generalmente una variable aleatoria. Suele ser razonablemente larga, pero puede ser muy corta, por ejemplo, debido



a una falla causada por un evento transitorio al encenderse. Una suposición general al investigar los tiempos sin fallos es que en $t = 0$ el elemento es nuevo o como nuevo y libre de defectos y fallos sistemáticos. Además de su frecuencia, los fallos deben clasificarse según el modo, la causa, el efecto y el mecanismo:

1. **Modo:** El modo de un fallo es el síntoma (efecto local) por el que se observa un fallo; por ejemplo, fallos abiertos, cortos, de deriva, Funcionales para la electrónica, y fractura frágil, fluencia, pandeo, fatiga para los componentes o piezas mecánicas.
2. **Causa:** La causa de un fallo puede ser intrínseca, debido a las debilidades del equipo y / o desgaste, o extrínseca, debido a errores, mal uso o mal manejo durante el diseño, producción o uso. Las causas extrínsecas suelen dar lugar a fallos sistemáticos, que son deterministas y deben considerarse como defectos. Los defectos están presentes en $t = 0$, los fallos aparecen siempre a tiempo, incluso si el tiempo hasta el fallo es corto como puede serlo con los fallos sistemáticos o tempranos.
3. **Efecto:** El efecto (consecuencia) de un fallo puede ser diferente si se considera en el propio equipo o en un nivel superior. Una clasificación habitual es: no pertinente, menor, mayor, crítico (que afecta a la seguridad). Dado que un fallo también puede causar otros fallos, es importante distinguir entre el fallo primario y el secundario.
4. **Mecanismo:** El mecanismo de falla es el proceso físico, químico o de otro tipo que conduce a una falla.

Las fallas también pueden clasificarse como repentinas o graduales. Como la falla no es la única causa de que el artículo esté caído, el término general que se utiliza para definir el estado de caída (no causado por el mantenimiento preventivo, otras acciones



planificadas o la falta de recursos externos) es falla. La falla es un estado del artículo y puede deberse a un defecto o a un fallo. (Biolini, 2017)

Si un proceso ofrece una decisión de dejar que un activo se vaya a pique, se deben aplicar los siguientes criterios antes de aceptar la decisión: En el caso de que el error esté oculto y no haya una tarea programada adecuada, los muchos errores asociados no tendrán impacto en la seguridad o ambiente.

Cada uno de estos programas de mejora continua contiene cambios inestimables que mejorarían el rendimiento de la planta. En muchos casos, estos cambios son comunes a todos los enfoques. Sin embargo, algunos son exclusivos de sólo uno de los enfoques. Las mayores debilidades de estos enfoques incluyen:

- Falta de enfoque o inclusión de un cambio cultural efectivo, por ejemplo, el proceso de gestión del cambio
- Falta de enfoque holístico. Cada uno se centra en una sola función o actividad dentro de la planta
- Requiere una estructura organizativa permanente para gestionar el esfuerzo. (Mobley & Wikoff, 2008)

2.5.6. Tareas de búsqueda de fallos

Una tarea de búsqueda de fallas se define como una tarea programada que se utiliza para determinar si se ha producido una falla específica oculta. Las tareas de búsqueda de fallas generalmente se aplican a los dispositivos de protección que fallan sin previo aviso. Esta tarea representa una transición de la sexta pregunta (tareas proactivas) a la séptima pregunta (acciones predeterminadas, o acciones tomadas en ausencia de



tareas proactivas). Las tareas de búsqueda de fallas son tareas planificadas como las tareas proactivas. Sin embargo, las tareas de búsqueda de fallas no son proactivas. No predisponen o previenen los fallos. Detectan fallos que ya han ocurrido, para reducir las posibilidades de que se produzca un fallo múltiple y el fallo de una función protegida mientras un dispositivo de protección ya está en estado de fallo.(Mobley & Wikoff, 2008).

2.5.7. Fallas Funcionales

Los objetivos de mantenimiento determinan las operaciones del activo bajo consideración y las expectativas de desempeño correspondientes. Pero, ¿cómo lograr estos objetivos? El único evento que puede hacer que la unidad deje de funcionar al nivel requerido es algún tipo de falla. Esto sugiere que el departamento de mantenimiento está logrando sus objetivos al adoptar un enfoque exitoso para la gestión de defectos. Sin embargo, antes de utilizar las herramientas adecuadas, debemos identificar los tipos de posibles fallas.

El proceso de RCM realiza esto en dos niveles:

- Identificando qué precedentes llevaron a un estado fallido
- Investigando qué situaciones son las causas de que un bien caiga en ese estado de falla.

En el mundo de RCM, los estados de falla se denominan fallas porque ocurren cuando un activo no puede realizar una función en un nivel de rendimiento aceptado por el usuario. Además de la inoperancia total, esta definición incluye fallas parciales donde el producto continúa funcionando, pero no a un nivel aceptable de rendimiento (incluidos los casos en los que no se alcanzan los niveles de precisión o calidad). Pero éstas solo pueden ser identificadas una vez que las Funciones y desempeño estándares hayan sido definidas con claridad.(Moubray, 2004)

2.5.8. Análisis de modo de falla y efectos

Es una técnica para examinar un activo, proceso o diseño para determinar las posibles formas en que puede fallar y los posibles efectos; y posteriormente identificar las tareas de mitigación apropiadas para los riesgos de alta prioridad. (Gulati, 2009)

El análisis de modos y efectos de falla (FMEA) es un proceso de revisión de diseño realizado para identificar posibles modos de falla y determinar el efecto de cada modo en el rendimiento del sistema. Este procedimiento documenta formalmente la práctica actual, crea un registro histórico y proporciona una base para futuras mejoras. El procedimiento FMEA es una secuencia de pasos lógicos, comenzando con el análisis de subsistemas o componentes de nivel inferior. (Gulati, 2009)

El análisis analiza un ángulo de falla y reconoce posibles modos de falla y sus instrumentos de falla. El impacto de cada modo de falla se rastrea hasta el nivel del sistema. Para cada modo de falla y resultado se le asigna una clasificación de gravedad, en función de su probabilidad, gravedad y detectabilidad. Para errores de alta gravedad, se deben realizar cambios de diseño para reducir la gravedad. (Gulati, 2009)

Siguiendo este procedimiento se obtiene un diseño más fiable. También este uso correcto del proceso FMEA resulta en dos mejoras importantes:

- 1) Una mayor fiabilidad al anticiparse a los problemas e instituir correcciones antes de producir el producto y
- 2) Una mayor validez del método analítico, que resulta de la documentación estricta de la justificación de cada paso en el proceso de toma de decisiones. (Mobley, 1999)



2.5.9. Análisis de árbol de fallos

El análisis de árbol de fallas es un método para analizar la confiabilidad y seguridad del sistema. Proporciona una base objetiva para analizar el diseño del sistema, justificar los cambios del sistema, realizar estudios comerciales, analizar los modos de falla comunes y demostrar el cumplimiento ambiental y de seguridad. Se diferencia del análisis de modos de fallo y efectos en que se limita a identificar los elementos y eventos del sistema que conducen a un evento no deseado en particular. En la figura 8 se muestran los pasos que intervienen en la realización de un análisis de modos de fallo. (Mobley, 1999)

Muchas técnicas de confiabilidad son de naturaleza inductiva y tienen como objetivo principal garantizar que los dispositivos informáticos realicen las Funciones previstas. El análisis de árbol de fallas es un análisis deductivo detallado que generalmente requiere mucha información sobre el sistema. Esto asegura que todas las partes críticas del sistema sean identificadas y monitoreadas. Este método representa gráficamente la lógica booleana asociada con una falla específica del sistema, denominada evento raíz, y fallas o causas raíz, denominadas eventos raíz. Los eventos principales pueden ser fallas generales del sistema o fallas de componentes específicos. (Mobley, 1999)

El análisis del árbol de fallas brinda oportunidades para el análisis de confiabilidad cualitativa y cuantitativa. Ayuda al analista a comprender deductivamente las fallas del sistema y encontrar aspectos del sistema relacionados con la falla de interés. El análisis proporciona una visión del comportamiento del sistema. (Mobley, 1999)

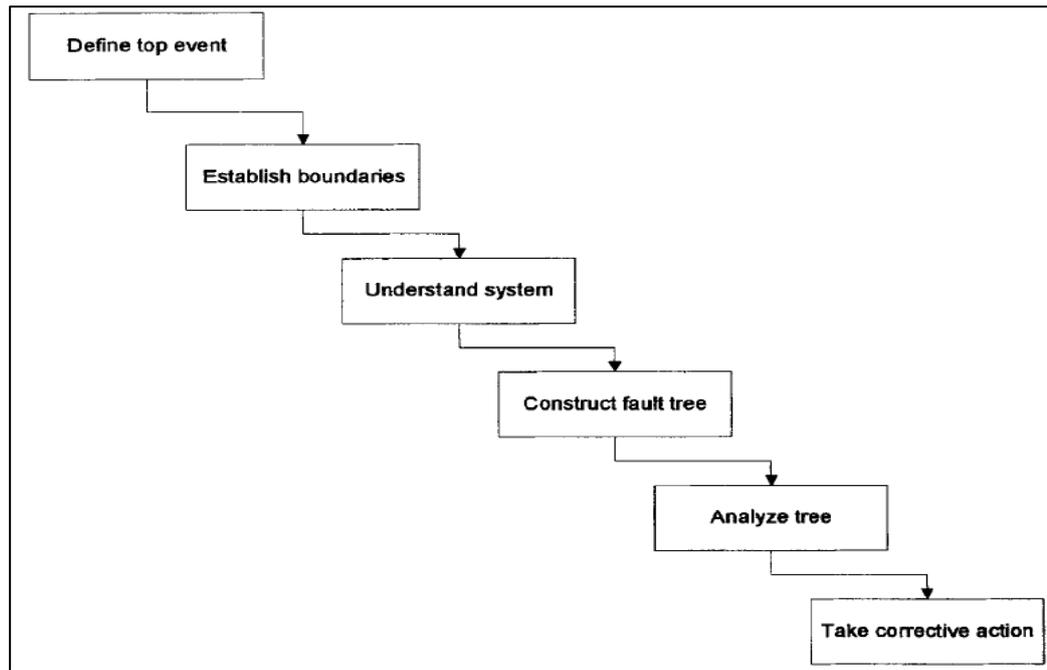


Figura 12: Proceso de árbol de fallos

Fuente: (Mobley, 1999)

2.5.10. Análisis de causa y efecto

El análisis de causas es un enfoque gráfico para el análisis de errores. También se conoce como análisis de cola de pez, que proviene del patrón de cola de pez utilizado para rastrear la relación entre los diferentes factores que afectan un evento determinado. El análisis de la columna vertebral describe cuatro clasificaciones principales de fallas potenciales (humano, máquina, material y método), pero puede incluir cualquier combinación de categorías. La Figura 9 ilustra un análisis simple. (Mobley, 1999)

Como la gran parte de método de análisis de fallas. Este enfoque se basa en una evaluación lógica de acciones o cambios que conducen a eventos específicos, como la falla de la máquina. La única diferencia entre este enfoque y otros métodos es el uso del gráfico en forma de pez para trazar la relación causa-efecto entre acciones o cambios específicos y el resultado o evento final. (Mobley, 1999)

Este enfoque tiene serias limitaciones. Los diagramas de espina de pescado no muestran claramente la secuencia de eventos que conducen a la falla. En su lugar, muestra todas las posibles causas que contribuyeron al evento. Si bien es útil, no identifica el factor específico que causó el evento. Otros enfoques proporcionan los medios para aislar cambios específicos, omisiones o acciones que causaron el fallo, la liberación, el accidente u otro evento que se está investigando. (Mobley, 1999)

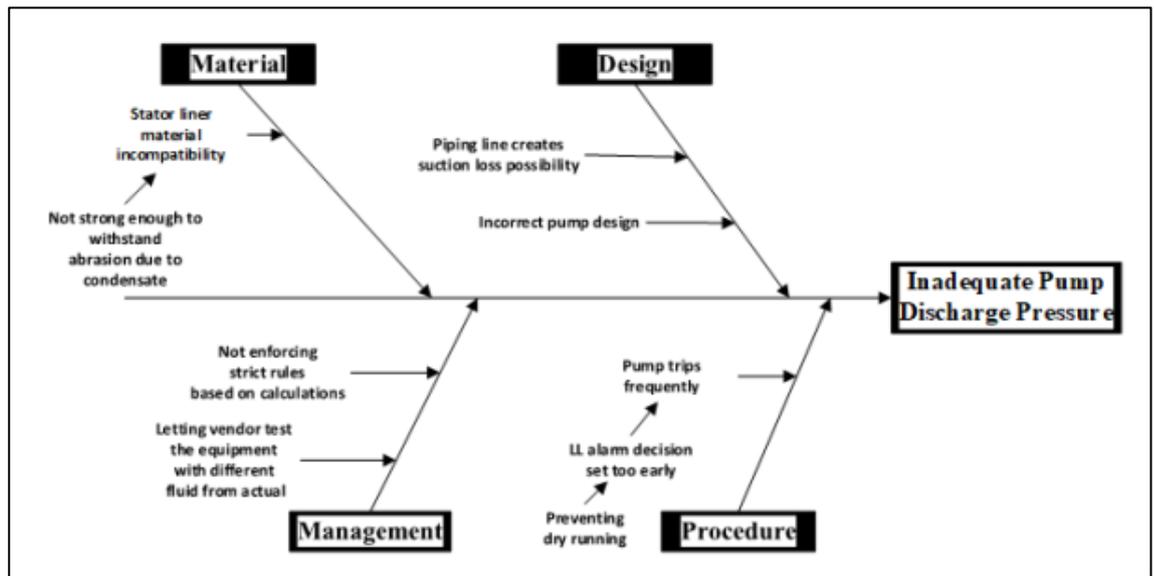


Figura 13: El típico diagrama de espina de pescado

Fuente: (Mobley, 1999)

2.6. FIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

2.6.1. Evaluación de la fiabilidad de los sistemas de distribución

Los conceptos de responsabilidad para las aplicaciones de sistemas distribuidos difieren de las aplicaciones de generación y entrega en que se enfocan más. Los puntos de carga del consumidor se consideran en nombre de la red local, así como en la red local. Todo el sistema integrado incluye equipos de producción y equipos de transmisión. La fiabilidad de generación y transmisión también enfatiza la potencia y la probabilidad de



pérdida, prestando cierta atención a los componentes, mientras que la confiabilidad distribuida considera todos los aspectos de la ingeniería: diseño, programación, planificación y operación. Dado que un sistema distribuido es menor en complejidad que un cálculo probabilístico utilizado en un sistema integrado de generación y transmisión es mucho más simple que lo que se necesita para estimar la confiabilidad de generación y transmisión. Es importante señalar que el sistema de distribución eléctrica es el vínculo fundamental entre los mayoristas de equipos eléctricos y sus clientes. En muchos casos, estos enlaces son centros por naturaleza, lo que los hace propensos a la rotación debido a una sola interrupción. En una cadena de distribución radial, se suelen utilizar distribuidores principales y secundarios para satisfacer las necesidades energéticas del cliente. En el pasado, se prestó menos atención al segmento de distribución del sistema eléctrico. la planificación de la confiabilidad que el segmento de generación y transmisión. La razón básica de esto es el hecho de que los segmentos de generación y transmisión son muy intensivos en capital, y las interrupciones en estos segmentos pueden causar consecuencias económicas catastróficas generalizadas para la sociedad. (Chowdhury, 2009)

2.6.2. Medición de la fiabilidad

La ingeniería de la fiabilidad es una disciplina en la que la fiabilidad se trata de manera cuantitativa, es decir, es observable y medible. La fiabilidad en sí misma se define como la probabilidad de funcionar o sobrevivir durante un período de tiempo determinado, por lo que la medición de la fiabilidad implica estos dos aspectos: el Funcionamiento y el tiempo. La medición del tiempo es sencilla, mientras que la medición del Funcionamiento o la supervivencia suele ser en sentido negativo, es decir, el registro de fallos o retiros.



Los datos de fiabilidad provienen de dos fuentes: registros pasados de fallos y reparaciones y pruebas de fiabilidad. En realidad, las operaciones pasadas pueden ser vistas como pruebas en el sistema actual, y los registros como resultados de las pruebas. A partir de estos registros pasados y los resultados de las pruebas, se pueden establecer los parámetros críticos y evaluar la fiabilidad. (Chowdhury, 2009)

2.6.3. Exactitud de los datos observados

Los datos de fiabilidad se recogen de registros anteriores o de pruebas actuales. Si el propósito es sólo analizar el rendimiento pasado, entonces un conjunto completo de registros pasados será suficiente. Sin embargo, muchas veces, la fecha se utiliza para las predicciones de fiabilidad de los sistemas presentes y futuros. En esos casos, los registros pasados o los resultados de las pruebas de fiabilidad de la vida, no importa cuán completos sean, son meramente muestras de todos los datos de fiabilidad posibles de equipos similares utilizados en el pasado, el presente y el futuro en todo el espectro temporal. Según la teoría estadística, los valores derivados de una muestra no son los mismos que los verdaderos para toda la población y las desviaciones dependen del tamaño de la muestra. Por ejemplo, si se produjeran tres fallos entre los 10 transformadores adquiridos hace 5 años, la tasa de fallos estimada sería de 3/50 por año. Si otra empresa de servicios públicos tuviera 120 fallos de 100 transformadores similares en los últimos 25 años, tendríamos más confianza en su tasa de fallos. Como en todas las muestras, aunque la media de la muestra no es la verdadera media, una afirmación se puede hacer que la verdadera media esté dentro de un cierto rango de la media de la muestra durante un determinado porcentaje de tiempo. Esto se conoce como el nivel de confianza. En el trabajo de confiabilidad, uno se suele preocupar por cuán peor podría ser la verdadera



media, es decir, un límite de confianza unilateral. Sin embargo, si se desea un nivel de confianza de dos lados, se puede calcular fácilmente.

2.7. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Una de las cuestiones más importantes que se han planteado en relación con la eficiencia de los sistemas de distribución es la reducción de la fiabilidad (presencia de interrupciones) de los componentes de los sistemas. (Afzali et al., 2019). El suministro de energía y los procedimientos de restablecimiento en situaciones de interrupciones es una preocupación pertinente y permanente cuando se operan los sistemas de distribución eléctrica. Las empresas de distribución de energía eléctrica deben ofrecer suministro de energía que tengan calidad, niveles de voltaje apropiados y una baja tasa de interrupción. (Piasson et al., 2016). Las empresas de distribución eléctrica buscan mejorar los procesos comerciales relacionados con la gestión de los recursos humanos y materiales a fin de tener un Funcionamiento eficaz relacionado con los índices de fiabilidad sin aumentar los costos operacionales. Este desafío es particularmente importante en los mercados emergentes por los aspectos económicos y también por las nuevas políticas de los reguladores que tienen lugar hoy en día (Garcia et al., 2014). El mantenimiento juega un papel importante en el campo del suministro de energía eléctrica para maximizar la vida útil de los componentes, pero también puede ser muy costoso. Especialmente en el actual mercado de electricidad regulado, los operadores del sistema se esfuerzan más por proporcionar electricidad de manera fiable y al precio más bajo posible. (Shayesteh et al., 2018). La priorización del mantenimiento preventivo de los componentes de los sistemas de distribución se hace para reducir los costos derivados de las interrupciones y las acciones de mantenimiento. Por ejemplo, realizar las acciones de mantenimiento de todos los componentes de un sistema de distribución puede no ser económico. Por lo tanto, se



deben identificar los componentes críticos del sistema de distribución y las acciones de mantenimiento sólo se deben realizar en ellos (Afzali et al., 2019). El Análisis de Modo de Fallo y Efectos (FMEA) y el Análisis de Criticidad (CA). El FMEA analiza los diferentes modos de fallo y sus efectos en el sistema, mientras que el CA clasifica o prioriza su nivel de importancia basándose en la tasa de fallos y la gravedad del efecto del fallo (Yssaad, Khiat, & Chaker, 2012). Por lo tanto, la optimización de los programas de MP se ha convertido en algo crítico para que las empresas de distribución cumplan con los objetivos de calidad, es decir, la reducción de los costos operativos y de inversión y la mejora de la fiabilidad de la distribución de la energía eléctrica. En este contexto, el mantenimiento centrado en la fiabilidad (RCM) se presenta como una eficiente metodología para relacionar el mantenimiento de los equipos con la fiabilidad del sistema (Piasson et al., 2016).

2.7.1. Descripción de la realidad problemática

Las acciones de mantenimiento preventivo y correctivo nos permiten detectar y reparar fallas reiteradas, al mismo tiempo que aumentan la vida útil de los equipos, reducen los costos de reparación y detectan debilidades en los equipos. La instalación, entre otras acciones, se realiza de acuerdo a lo planificado. En el caso de la línea de 60 kv Azángaro Putina Huancané Ananea y la subestación, este mantenimiento se realizó puramente como reparación y casi sin mantenimiento programado. Como resultado, hay una cantidad significativa de mantenimiento no planificado, lo que significa que una gran cantidad de servicios de energía eléctrica se interrumpen, hay un bajo nivel de confiabilidad y al mismo tiempo calidad de energía, lo que perjudica a las personas, Conduce a pérdidas económicas. pérdida de la empresa y sus usuarios; Dado que la disponibilidad de equipos y diversos dispositivos y partes depende del estado de la gestión



de mantenimiento, estudiamos el diseño de un modelo de gestión de mantenimiento para el subsistema de distribución de energía. El propósito de este estudio fue proponer un modelo de gestión de mantenimiento que considere la criticidad de los elementos y componentes de la red de distribución.

2.7.2. Territorio

La zona del estudio se encuentra ubicada en la región de Puno, provincias de Azángaro, San Antonio de Putina, Sandia, Juliaca, Huancané y Moho, con altitudes entre los 3 875 msnm (S.E. Azángaro) y 4 644 msnm (SE. Ananea), con clima frígido, caracterizada por las descargas atmosféricas intensas, y los fuertes vientos en las cumbres, nevadas con poca vegetación. Las características ambientales a lo largo de la línea de transmisión son las siguientes:

- Temperatura mínima : -11 ° C
- Temperatura media : 16 ° C
- Temperatura máxima : 35 ° C
- Humedad relativa promedio : 70%

Las principales vías de acceso con las que cuenta la zona del proyecto son las siguientes:

Vía Terrestre: se cuenta con las siguientes carreteras

- Carretera principal Lima – Arequipa-Juliaca-Azángaro
- Lima-Arequipa-Cusco-Azángaro
- Lima-Ica-Abancay-Cusco-Azángaro
- Lima-Huancayo-Ayacucho-Abancay-Cusco-Azángaro
- Carretera afirmada Azángaro-Muñani-Putina-Ananea-Sandia y la otra ruta en la carretera asfaltada Juliaca-Huancané y Huancané-Putina-Ananea que es afirmada.



Vía Aérea: se cuenta con el aeropuerto de Juliaca que tiene vuelos diarios Lima-Juliaca.

2.7.3. Ubicación de la zona de estudio

- S.E. Azángaro 60 kV: Esta subestación existente está ubicada a 200 m al SO de la periferia de la ciudad de Azángaro, delimitada por las siguientes coordenadas UTM:

Tabla 1: Coordenadas S.E. Azángaro

Coordenadas S.E. Azángaro			
Nro	Vértice	Posición X	Posición Y
1	P1	370447.212	8350791.102
2	P2	370394.104	8350930.725
3	P3	370277.883	8350883.857
4	P4	370330.991	8350744.234

Fuente: Electro Puno S.A.A

- S.E. Ananea 60/22,9 Kv: Está Ubicada en las siguientes coordenadas:

Tabla 2: Coordenadas S.E. Ananea

Coordenadas S.E. Ananea			
Nro	Vértice	Posición X	Posición Y
1	P1	441780.000	8376974.000
2	P2	441773.000	8377021.000
3	P3	441722.000	8377014.000
4	P4	441729.000	8376967.000

Fuente: Electro Puno S.A.A



- S.E. Huancané, 60/22,9 kV: Esta ubicada al Este de la localidad de Huancané, delimitada por las siguientes coordenadas UTM:

Tabla 3: Coordenadas S.E. Huancané

Coordendas S.E. Huancané			
Nro	Vertice	Posición X	Posición Y
1	P1	419031.566	8319572.317
2	P2	419003.193	8319600.665
3	P3	418972.874	8319570.089
4	P4	419001.243	8319541.871

Fuente: Electro Puno S.A.A.

- S.E. Putina, 60 kV: Esta subestación está Ubicada en:

Tabla 4: Coordenadas S.E. Putina

Coordendas S.E. Putina			
Nro	Vertice	Posición X	Posición Y
1	P1	405830.000	8349505.000
2	P2	405821.062	8349545.782
3	P3	405774.175	8349535.505
4	P4	405783.113	8349494.723

Fuente: Electro Puno S.A.A.



Figura 14. Sistema eléctrico Azángaro Ananea Huancané.

Fuente: Electro Puno S.A.A.

2.7.4. Formulación del problema

De acuerdo a lo mencionado en el planteamiento del problema nos formulamos la interrogante ¿Cuál sería el procedimiento eficiente y adecuado de la Gestión de Mantenimiento para pronosticar el comportamiento futuro basado en la Confiabilidad, aplicado a la línea de transmisión 60 kv Azángaro Putina Huancané Ananea y subestaciones?

2.7.5. Problema general

¿Cuál sería el procedimiento eficiente y adecuado de la Gestión de Mantenimiento para pronosticar el comportamiento futuro basado en la Confiabilidad, aplicado a la línea de transmisión 60kv Azángaro Putina Huancané Ananea y subestaciones?



2.7.6. Formulación de los problemas específicos

- ¿El diseño de un programa de Gestión de mantenimiento aplicado a la línea de transmisión 60 kv Azángaro Putina Huancané Ananea y subestaciones permitirá pronosticar las fallas?
- ¿Será posible la identificación de las fallas y elementos críticos de la línea de transmisión 60 kv Azángaro Putina Huancané Ananea y subestaciones, para prevenir las fallas del sistema?
- ¿Se podrá realizar la propuesta respectiva del plan de mantenimiento aplicado a la línea de transmisión 60 kv Azángaro Putina Huancané Ananea y subestaciones, basado en la confiabilidad?

2.8. HIPÓTESIS

2.8.1. Hipótesis General

El anteproyecto del programa de Estudio y Gestión de Mantenimiento basado en la confiabilidad, facultar la prevención de las fallas de la línea de transmisión 60kv Azángaro Putina y Ananea.

- La armonización de las fallas y componentes críticos de la línea de transmisión 60kv Azángaro Putina y Ananea, para evitar las fallas del sistema.
- Se desarrollará la proposición respectiva del plan de mantenimiento de la línea de transmisión 60kv Azángaro Putina y Ananea, basado en la confiabilidad.

2.8.2. Variables

Independientes: Fallas del sistema eléctrico.

Dependientes: Gestión de Mantenimiento.



CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. MATERIALES

Como material de la investigación tenemos a la Línea de Transmisión 60kV Azángaro Putina Huancané Ananea y Subestaciones. Esta Línea de transmisión en 60 KV es alimentada desde las barras 60 KV de la S.E. Azángaro 138/60 KV e incorporándola al Sistema Interconectado Nacional (SEIN). La línea de transmisión en 60 KV; entre la subestación Azángaro 138/60 KV y las subestaciones de Ananea 60/22,9/10 KV y Huancané 60/22,9/10 KV. El área del proyecto de investigación se encuentra en el departamento de Puno, provincias de Azángaro, San Antonio de Putina y Huancané la misma que está a cargo de la empresa concesionaria Electro Puno S.A.A. Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad.

3.1.1. Tipo de investigación

Este proyecto es un estudio de campo descriptivo, que es flexible, permite subordinar el razonamiento lógico a los diagramas, es decir, permite un análisis sistemático de un problema con el objetivo de describirlo, explicar sus causas y consecuencias, comprender su naturaleza y factores, ingredientes o predecirlo, su ocasión. Los datos de interés son recogidos directamente por el investigador.

“Los estudios descriptivos buscan especificar las propiedades, las características y los perfiles de personas, grupos, comunidades, procesos, objetos o cualquier otro fenómeno que se someta a análisis. Es decir, únicamente pretenden medir o recoger información de manera independiente o conjunta sobre los conceptos o las variables a las



que se refieren, esto es, su objetivo no es indicar cómo se relacionan éstas.”(Sampieri, Collado, & Lucio, 2010).

La investigación descriptiva tiene como objetivo recopilar información sobre el estado real de personas, objetos, situaciones o fenómenos tal como aparecen en el momento de la recopilación.

El objeto de investigación del estudio se clasifica como descriptivo, ya que busca precisar los atributos, características y alcances importantes del fenómeno que se analiza, en este caso la variable de estudio: gestión, mantenimiento.

Los estudios de correlación vinculan variables en un patrón predecible para un grupo o población. Este tipo de investigación tiene como objetivo explorar la relación o grado de asociación que existe entre dos o más conceptos, categorías o variables en un contexto particular. Corren el riesgo de correlaciones falsas o falsas, cuando dos variables están claramente relacionadas, pero en realidad no lo están.

“Este tipo de estudios tiene como finalidad conocer la relación o grado de asociación que exista entre dos o más conceptos, categorías o variables en un contexto en particular. En ocasiones sólo se analiza la relación entre dos variables, pero con frecuencia se ubican en el estudio relaciones entre tres, cuatro o más variables. Los estudios correlacionales, al evaluar el grado de asociación entre dos o más variables, miden cada una de ellas (presuntamente relacionadas) y, después, cuantifican y analizan la vinculación. Tales correlaciones se sustentan en hipótesis sometidas a prueba.” (Sampieri et al., 2010).



Método cuantitativo: Es un conjunto de procesos secuenciales y probabilísticos, cada paso precede al siguiente, no se pueden saltar pasos, parte de la idea de donde se derivan los objetivos y preguntas, se investigan preguntas, se revisan documentos y se construye un marco teórico . , preguntas establecen variables y definen variables, desarrollan un plan para probarlas (diseño), miden variables en un contexto dado, analizan las mediciones resultantes (usualmente usando métodos estadísticos), establecen una serie de conclusiones con respecto a la hipótesis.

“El enfoque cuantitativo (que representa, como dijimos, un conjunto de procesos) es secuencial y probatorio. Cada etapa precede a la siguiente y no podemos brincar o eludir” pasos, el orden es riguroso, aunque, desde luego, podemos redefinir alguna fase. Parte de una idea, que va acotándose y, una vez delimitada, se derivan objetivos y preguntas de investigación, se revisa la literatura y se construye un marco o una perspectiva teórica. De las preguntas se establecen hipótesis y determinan variables; se desarrolla un plan para probarlas (diseño); se miden las variables en un determinado contexto; se analizan las mediciones obtenidas (con frecuencia utilizando métodos estadísticos), y se establece una serie de conclusiones respecto de la(s) hipótesis”. (Sampieri et al., 2010).

Por tanto, el criterio de delimitación debe ser considerado como una propuesta de acuerdo o convención. En cuanto a si tal convención es apropiada, las opiniones pueden diferir; pero una discusión razonable de estos asuntos solo es posible entre partes con objetivos comunes. Por supuesto que la elección de tal finalidad tiene que ser, en última instancia, objeto de una decisión que vaya más allá de toda argumentación racional. (Popper, 2017)



De acuerdo a lo mencionado la presente investigación se enmarca dentro la investigación cuantitativa, Descriptiva Correlacional.

3.1.2. Técnicas de recolección de datos

Se inicia con el procesamiento y recolección de toda la información bibliográfica que se refiere a la investigación, se empleó informes internos y externos, consideración de estudios referidos al tema de mantenimiento.

“El investigador debe decidir los tipos específicos de datos cuantitativos y cualitativos que habrán de ser recolectados, esto se prefigura y plasma en la propuesta,...., en el reporte se debe especificar la clase de datos que fueron recopilados y a través de qué medios o herramientas” (Sampieri et al., 2010)

Un instrumento de recolección de datos es cualquier recurso de que se vale el investigador para acercarse a los fenómenos y extraer de ellos información.

Para la recolección de información se utilizarán las técnicas:

- Observaciones directas.
- Reporte de fallos.

“La observación es un procedimiento empírico básico. Tanto la medición como el experimento implican observación, pero este último se realiza sin precisión cuantitativa (es decir, sin medición) y sin cambiar intencionalmente los valores de ciertas variables (es decir, sin experimentación). El objeto de la percepción es, por supuesto, un hecho real; el resultado del acto de observación es un datam, es decir, una oración única o existencial que expresa algunas características del resultado de la observación. Así, se ofrece una secuencia natural a nuestra investigación: el orden hecho-observación-datos. Nuestra



discusión se terminará con un examen de la función de la observación en la ciencia.
(Bunge, 2004)

Se observó el Funcionamiento del sub sistema de distribución eléctrica y todo el proceso de distribución del mismo. Otra de las técnicas de recolección de información a utilizar para esta investigación es la entrevista no estructurada, es aquella en que no existe una estandarización formal, habiendo por lo tanto una imagen más o menos grande de libertad para formular las preguntas y respuestas”. (Bunge, 2004)

3.1.3. Técnicas de análisis de datos

Las técnicas a aplicar son de dos tipos, las de campo; porque es necesario acumular información primaria para su posterior análisis y cuantificación, e información bibliográfica; para obtener información de documentos, libros sobre este tema. Además, se utilizará información de Internet para conocer los últimos avances técnicos en la materia.

Los datos obtenidos durante la investigación son analizados y presentados en forma de gráficos para que sea más fácil de visualizar, comprender y así realizar posibles conclusiones y recomendaciones.

3.1.4. Método de la investigación

La metodología utilizada para la investigación del estudio de un sistema de gestión de mantenimiento basado en la confiabilidad de la línea de transmisión 60kv Azángaro Putina Huancané Ananea y subestaciones, para la prevención de fallas, consta fundamentalmente de los siguientes pasos:

3.1.5. Unidades de información



Los métodos de investigación empíricos incluyen aquellos que permiten obtener información primaria sobre el comportamiento de un objeto tal como se presenta en la realidad, o verificar las consecuencias empíricas de las hipótesis, es decir, es una forma de obtener información directa e inmediata. sobre el fenómeno u objeto que se investiga. En la investigación, por él se conoce el estado de los fenómenos de la vida en comunidad, particularmente el proceder y la conducta de personas y grupos, ordenados como estados de cosas sensorialmente perceptibles, y que son advertidos directamente por el observador en espacio y tiempo concretos.(Sánchez, 2003).

Participaron supervisores, jefes de unidad y personal técnico de los sujetos de investigación, completando los objetivos específicos de la encuesta. Cabe señalar que todos estos empleados son especialistas en mantenimiento de subestaciones y líneas de 60kv Azángaro Putina Huancané Ananea.

3.2. METODOLOGÍA

3.2.1. Método optimizado de mantenimiento

El concepto de cooperación hombre-máquina nació después de la llegada de las herramientas para el apoyo a la decisión como asistente de un tomador de decisiones humano y por lo tanto la posibilidad de compartir las tareas con ellos. En estas circunstancias, el Grupo utiliza la herramienta FMECA para obtener asesoramiento que se utiliza en la toma de decisiones. Guía al grupo en su enfoque de la resolución de problemas para llevarlo a descubrir la solución. Por lo tanto, tiene la ventaja de reducir los costos de mantenimiento. Aunque los costos de mantenimiento dependen de las características del equipo que se presenta en tres formas: características que puede



operador y el proveedor. Los costos de mantenimiento están compuestos, principalmente, por dos componentes: costos directos y costos indirectos (Yssaad et al., 2012).

3.2.2. Método práctico de FMECA

Es una herramienta útil para realizar análisis RCM. RCM es una forma de evaluación sistemática y estructurada de posibles estados de falla y sus efectos y causas. Los modos de falla se refieren a las formas en que algo puede fallar. El análisis de impacto significa estudiar las consecuencias de estos fracasos. FMECA tiene como objetivo actuar para eliminar o reducir los defectos, comenzando con la más alta prioridad. FMECA no es un solucionador de problemas en sí mismo; debe usarse junto con otras soluciones de problemas. El análisis puede hacerse cualitativa o cuantitativamente. Las principales etapas de la implementación de FMECA podrían ser:

1. Definir el sistema a ser analizado. Una definición completa del sistema incluye la definición de los límites del sistema, la identificación de las Funciones internas y de la interfaz, el rendimiento esperado y las definiciones de los fallos.
2. Identificar los modos de fallo asociados con los fallos del sistema. Para cada función, identificar todas las formas de fallo que podrían ocurrir. Estas son las posibles modalidades de fallo.
3. Identificar los posibles efectos de los modos de fallo, para cada modo de fallo, es decir, identificar todas las consecuencias en el sistema. "¿Qué sucede cuando se produce el fallo?"
4. Determinar y clasificar la gravedad de cada efecto. Las piezas más críticas del equipo, que afectaron la función general del sistema, deben ser identificados y determinados.



5. Para cada modo de fallo, determinar todas las posibles causas fundamentales.
6. Para cada causa, identifique los métodos de detección disponibles.
7. Identificar las Acciones recomendadas para cada causa que puedan reducir la gravedad de cada fallo.

A continuación, necesitamos dibujar un diagrama de bloques del sistema. Este diagrama proporciona una descripción general de los principales componentes o pasos del proceso y sus interrelaciones. Estas se denominan relaciones lógicas sobre las cuales se puede construir FMECA. Es útil crear un sistema de codificación para identificar los diversos elementos de su sistema. Siempre se debe adjuntar un diagrama de bloques al FMECA. La Figura 10 muestra el diagrama lógico detallado del método FMECA. (Yssaad et al., 2012).

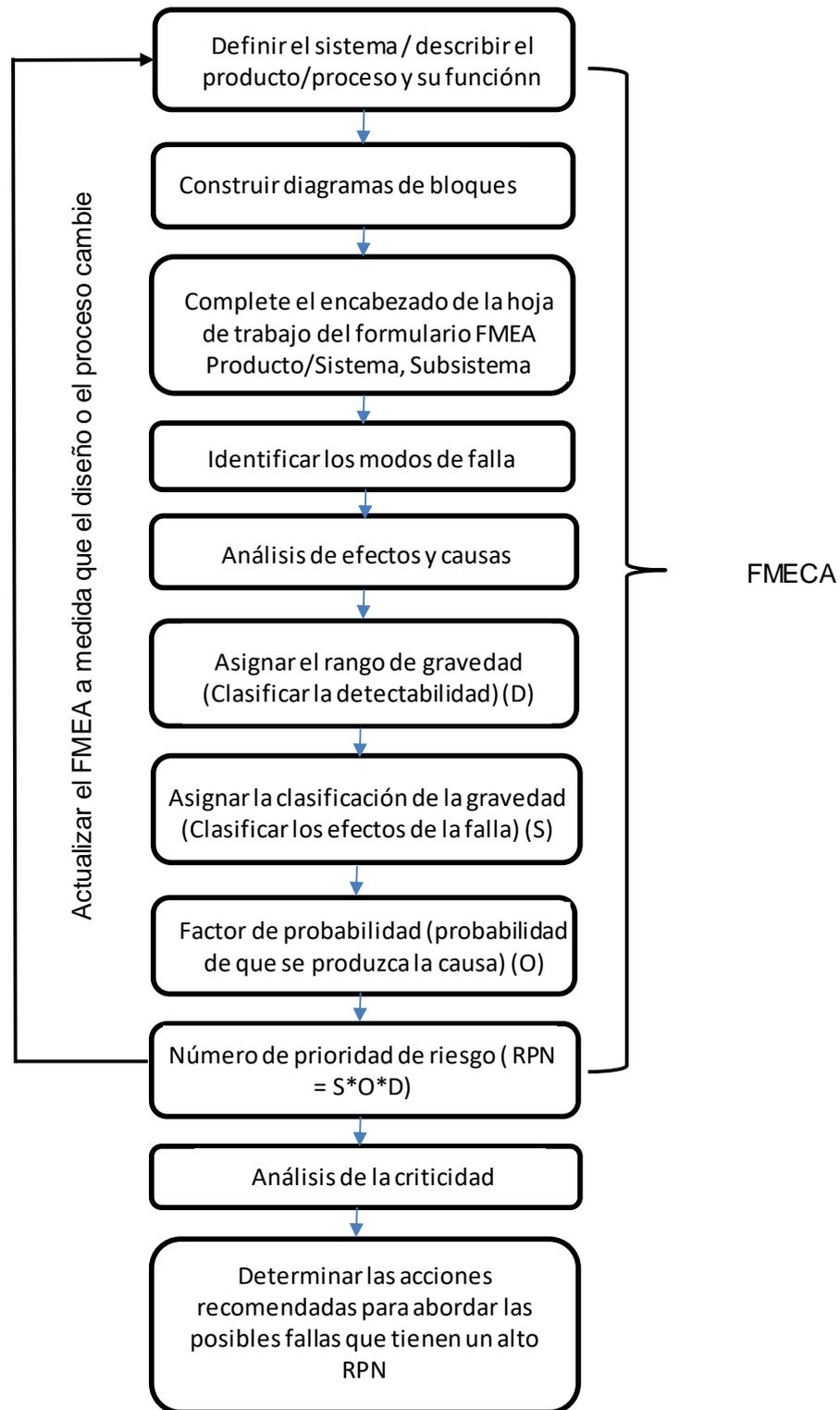


Figura 15: Diagrama lógico del método FMECA

Fuente: (Yssaad et al., 2012).



3.2.3. Criterios de evaluación de los diferentes parámetros del FMECA

Los parámetros FMECA estándar se utilizan para evaluar los modos de falla. La frecuencia "O" describe los modos de falla, la gravedad "S" describe el período de interrupción causado "D" representa la probabilidad de detectar un problema antes de que ocurra. tomar acción correctiva o preventiva; Determina el nivel de peligro "C" o el número de prioridad de riesgo RPN a partir de los tres parámetros anteriores. Se calcula como el producto de los tres elementos O, S y D. Esto permite el análisis de riesgos y la determinación de umbrales aceptables. modo de error La escala de calificación es de 1 a 10 para los tres parámetros O, S y D. : (Yssaad et al., 2012).

La criticidad usando FMECA se define por el RPN que es la combinación de las siguientes calificaciones: severidad de los efectos (S), Ocurrencia (O), y detección (D). La gravedad se relaciona con la seriedad del efecto final de la falla de un componente. La ocurrencia presenta la frecuencia con la que es probable que ocurra un evento de mal Funcionamiento. La detección es la probabilidad de detectar una posible situación de fallo antes de que ocurra. Cada calificación se mide en una escala definida subjetivamente y la evaluación se basa en los tres indicadores con referencia a esta escala. La RPN se obtiene por su producto:

$$RPN = S \times O \times D$$

Cuanto más alto el RPN, más significativa es la criticidad, y así clasificando los valores de RPN se pueden identificar los componentes más críticos del sistema. El valor máximo de los tres indicadores S, O y D implica grandes daños, una alta frecuencia de aparición de fallos y una considerable dificultad para identificar la causa fundamental antes de que se produzca un fallo, respectivamente. El valor de cada factor y la RPN

resultante se basa en la información disponible y está respaldado por la opinión y la evaluación de expertos. El parámetro D es una característica interesante de este análisis, ya que en las matrices de riesgo sólo se utilizan comúnmente los parámetros S y O, pero D es un factor importante que debe tenerse en cuenta al elaborar una estrategia de mantenimiento.(Villarini, Cesarotti, Alfonsi, & Introna, 2017)

En las tablas 5 a 8 se resume la tabla de evaluación para cada parámetro, frecuencia O, gravedad S, detectabilidad D y criticidad C.

Tabla 5: Parámetros FMECA (Ocurrencia).

Ocurrencia (O)		
Posible tasa de ocurrencia	Criterio de ocurrencia	Valor
una vez cada 12 años	falla cerca de cero o nulo	1
una vez cada 10 años	muy bajo, aislamiento de la falla, raramente	2
una vez cada 8 años	bajo, a menudo falla	3
una vez cada 6 años		4
una vez cada 4 años		5
una vez cada 2 años	promedio, fallas ocasionales	6
una vez al año		7
una vez cada 6 meses	alta, falla frecuente	8
una vez al mes		9
una vez cada semana	muy alto	10

Fuente: Yssaad et al., 2012

Tabla 6: Parámetros FMECA (Severidad).

Severidad		
Duración del servicio 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

Fuente: (Yssaad et al., 2012).

Tabla 7: Parametros FMECA (Detectabilidad)

Detectabilidad (D)		
Nivel de detectabilidad	Criterio de detectabilidad	Valor
no detectable	imposible	10
difíciles de detectar	muy difícil	9
detetctar al azar (improbable)	muy tarde	8
	no es seguro	7
	ocasional	6
posible Detección	bajo	5
	tarde	4
Detección confiable	facil	3
	inmediato	2
Detección permanente	correccion correctiva inmediata	1

Fuente: Yssaad et al., 2012

3.2.4. Análisis y clasificación de la criticidad

Para clasificar los componentes más críticos del sistema en estudio, se requiere un proceso de selección. La clasificación se realiza a través de la aplicación de la técnica de toma de decisiones multicriterio que estructura el problema de decisión como una red. (Melani, Murad, Caminada Netto, Souza, & Nabeta, 2018).

Para caracterizar la criticidad global de los fallos Funcionales con el fin de calificar simultáneamente por seguridad, no detección y criticidad, permite decidir qué fallos ignorar. El producto "Frecuencia x Gravedad" proporciona el análisis clásico del FMECA. La criticidad proporcionada por la hoja de decisiones del RCM proviene de las preguntas sobre la influencia en la seguridad y la obiedad de un fallo o de su no detección. (Richet, Cotaina, Gabriel, & O'Reilly, 1995)

Tabla 8: Parámetros FMECA (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
crítico	253-324	
muy crítico	>324	

Fuente: Yssaad et al., 2012

3.2.5. Aplicación al sistema de distribución de energía

Para ilustrar nuestro punto de vista en este trabajo, daremos una descripción general de la Línea de Transmisión 60 Kv Azángaro – Putina – Ananea – Huancané y

Subestaciones. La alternativa sugerida para los sistemas de distribución de energía puede hacerse en el siguiente esquema.

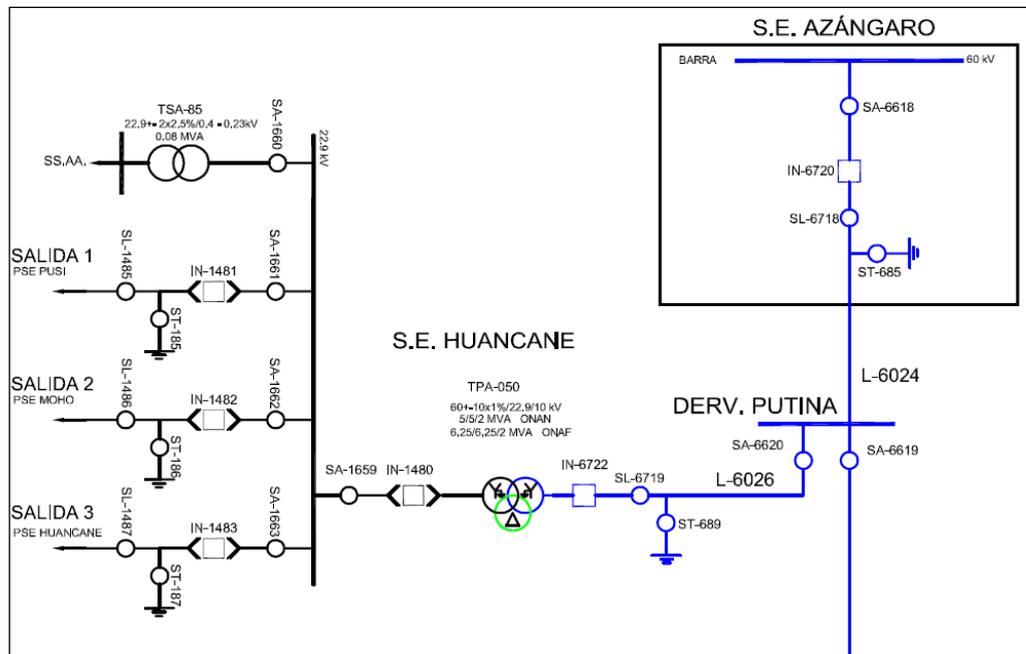


Figura 16: Diagrama unifilar S.E. Azángaro, Huancané

Fuente: Electro Puno S.A.A.

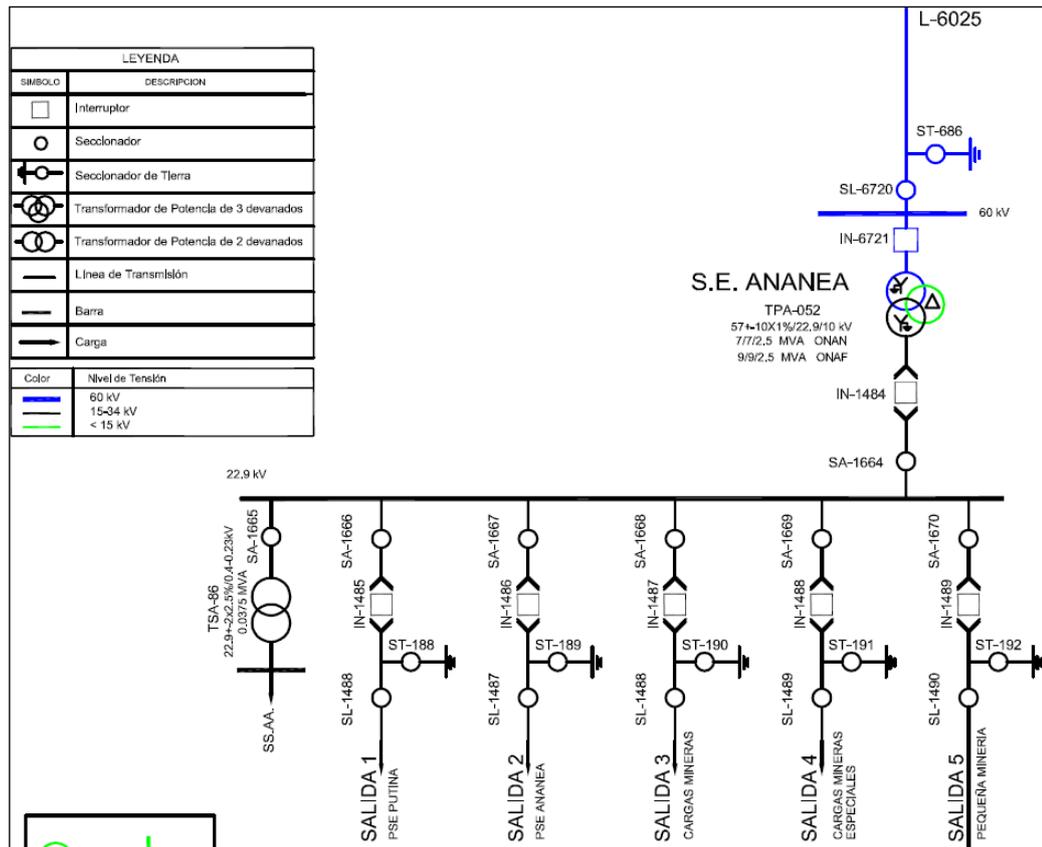


Figura 17: Diagrama unifilar S.E. Ananea.

Fuente: Electro Puno S.A.A.

3.2.6. Hoja de información FMECA

Es la hoja donde se registra la información completa del sistema incluye la definición de los límites del sistema, la identificación de las Funciones internas y de la interfaz, el rendimiento esperado y las definiciones de los fallos.

Se Identifica los modos de falla asociados con las fallas del sistema. Para cada función, se identifica todas las formas de fallo que podrían ocurrir. Estas son las posibles modalidades de fallo.

Se identifica los posibles efectos de los modos de fallo, para cada modo de fallo, es decir, identificar todas las consecuencias en el sistema.



Se determina y clasifica la gravedad de cada efecto. Las piezas más críticas del equipo, que afectaron es necesario identificar y determinar la función general del sistema.

Tabla 9: Hoja de información FMECA.

Hoja de información FMECA.					
hoja de información	sistema/activo: apoyos sub-sistema/componente	n°	recopilado por: eerch	fecha: 2019	hoja a 1
Función	falla Funcional (perdida de Función)	modo de falla (Causa de falla)	efecto de la falla (que seuse cuando ocurra la falla)		

Fuente: Yssaad et al., 2012

3.2.7. Hoja de decisión FMECA

Con la información procesada de acuerdo a la referencia de la hoja de información se realiza el análisis y la clasificación de cada modo de falla y su tipo de mantenimiento. Para cada modo de falla se determina todas las causas potenciales que la ocasiona.

Para cada causa, se identifica los métodos de detección disponibles. Al mismo tiempo se identifica las acciones recomendadas para cada causa que puedan reducir la gravedad de cada fallo que finalmente nos da la criticidad de cada sub sistema analizado el mismo que será registrado en el cuadro a continuación.



Tabla 10: Hoja de decisión FMECA (Críticidad).

Detección	O	S	D	C	Plan de mantenimiento adoptado
-----------	---	---	---	---	-----------------------------------

Fuente: Yssaad et al., 2012.

3.2.8. Procesamiento de Datos

Teniendo en cuenta que se tendrán varios parámetros de diseño, su procesamiento implicará un análisis multivariado, que nos permitirá analizar las relaciones entre variables independientes y dependientes.



CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL

En el presente capítulo se analizan los datos obtenidos de nuestro caso de estudio que comprenden las instalaciones de la Línea de Transmisión 60 Kv Azángaro – Putina – Ananea – Huancané y Subestaciones, de tal manera poder extraer significados relevantes con relación al problema de investigación y dar respuestas a los objetivos planteados, en relación a las dimensiones en las cuales se descompone la variable operacional Gestión de Mantenimiento.

4.1.1. Descripción del caso de estudio

Comprende la línea de transmisión en 60 KV; entre la subestación Azángaro 138/60 KV y las subestaciones de Ananea 60/22,9/10 KV y Huancané 60/22,9/10 KV. El área de la obra se encuentra en el departamento de Puno, provincias de Azángaro, San Antonio de Putina y Huancané. Podemos describir los siguientes tramos:

Azángaro-Putina: La ruta de la Línea Azángaro-Putina es de 40 km se inicia en el vértice V-0, Estructura N.º 1001 el cual se encuentra a 35 m del pórtico de la subestación Azángaro.

Putina-Ananea: La ruta de la Línea Putina - Ananea es de 49 km se inicia en el pórtico de la futura SE Putina.

Putina-Huancané: La ruta de la línea Putina-Huancané de 34 km se inicia en la S.E Putina.

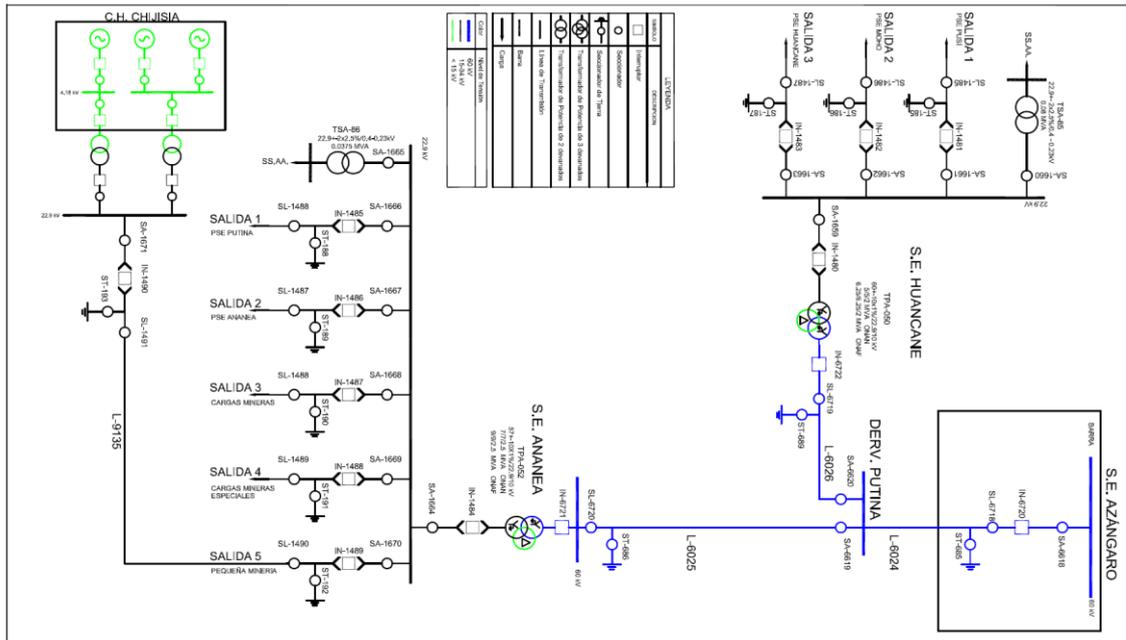


Figura 18: Diagrama unifilar General

Fuente: Electro Puno S.A.A.

Tabla 11: Tramos de línea 60 Kv.

Tramos de línea 60 Kv		
Tramos	Cota	
	Cota mínima	máxima
Tramo Azángaro - Putina	3849 msnm	4729 msnm
Tramo Putina - Ananea	3829 msnm	4760 msnm
Tramo Putina - Huancané	3861 msnm	4030 msnm

Fuente: Electro Puno S.A.A.

Estructuras y conductores: Cuenta con estructuras de celosía metálicas en perfiles angulares de acero galvanizado estándares para líneas de transmisión en 60 KV con conductor de 120 mm² AAAC.

Tabla 12: Tipos de estructuras línea 60 Kv.

Tipos de estructuras línea 60 Kv.	
Tipo	Utilización
S	suspension reforzada (0°-5°)
A	Angular (5° - 45°)
T	Angular (45° - 90°)
T2	Retención - Derivación (0° - 90°)

Fuente: Electro Puno S.A.A.

4.1.2. Clasificación de las fallas

Los fallos de los diversos elementos son la base de los fallos del sistema eléctrico; sin embargo, la fiabilidad de los sistemas depende principalmente de su estructura del tipo de conexión de los elementos y de la fiabilidad del Funcionamiento de los elementos. Se sabe que, a partir de elementos de un nivel no elevado de fiabilidad, el diseño del sistema fiable puede obtenerse sobre la base de una estructura redundante óptima. Para localizar el eslabón débil del sistema y sus elementos, de esta manera dar importancia a los mejores medios de mejorar su fiabilidad y determinar los datos de origen para garantizar los requisitos de fiabilidad de estos sistemas, la primera etapa que debe realizarse en el momento del estudio de la fiabilidad del sistema es la determinación y el análisis de la fiabilidad de los diversos elementos de estos sistemas. La información recogida en una muestra del sistema de distribución de energía eléctrica, situados en la Línea de Transmisión 60 Kv Azángaro – Putina – Ananea – Huancané y Subestaciones, nos permitió representar la distribución de las fallas de los diversos elementos del sistema eléctrico.



4.1.3. Registro de falla S.E. Azángaro.

En la S.E. Azángaro para el periodo de estudio se ha tenido y clasificado la cantidad de fallas las cuales se muestran en el cuadro a continuación:

Tabla 13: Registro de fallas S.E. Azángaro

Registro de fallas S.E. Azángaro			
Falla Funcional (FF)	Ocurrencia	Acumulado	% Acumulado
Falla fase R a tierra	31	31	25.62%
Falla fase S a tierra	27	58	47.93%
Trip disparo general	15	73	60.33%
Falla fase T a tierra	14	87	71.90%
Corte programado	6	93	76.86%
Falla Fase R - S	6	99	81.82%
Corte de emergencia	4	103	85.12%
Falla fase S - T	4	107	88.43%
Falla fase R - T	4	111	91.74%
Corte maniobras	3	114	94.21%
Falla fase R - G	2	116	95.87%
Falla fase R - S - T a tierra	2	118	97.52%
Apertura general	1	119	98.35%
Falla de neutro	1	120	99.17%
Prueba de operatividad	1	121	100.00%

Fuente Electro Puno S.A.A.

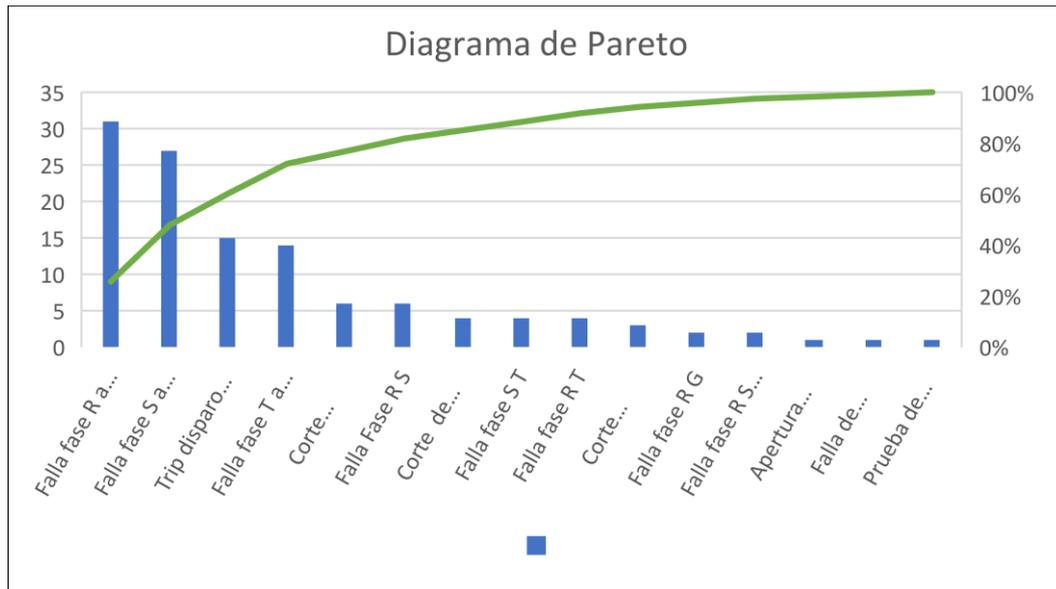


Figura 19: Diagrama de Pareto S.E. Azángaro

Fuente: Electro Puno S.A.A.

Podemos ver que el principal tipo de fallas son las fases a tierra lo que ocasiona la interrupción del servicio. El tiempo de interrupción registrado en la S.E. Azángaro durante el periodo de estudio se muestra en el grafico a continuación.

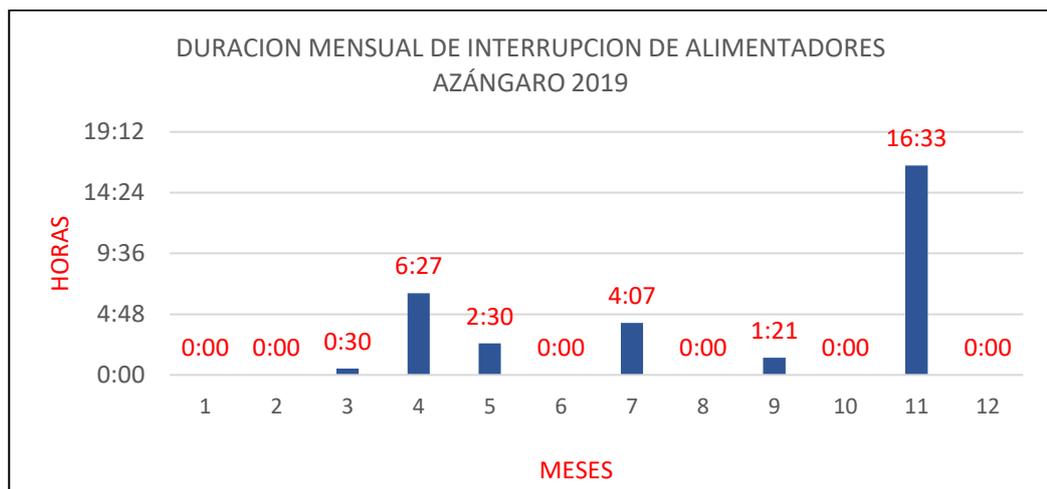


Figura 20: Duración de interrupción S.E. Azángaro

Fuente: Electro Puno S.A.A.

El tiempo de interrupción total acumulado en la S.E. Azángaro es de 28 horas con 58 minutos durante el periodo, además podemos notar que en el mes de noviembre es en donde se ha producido el mayor tiempo de interrupción.

4.1.4. Registro de falla S.E. Ananea.

En la S.E. Ananea para el periodo de estudio se ha tenido y clasificado la cantidad de fallas Funcionales las cuales se muestran en el cuadro a continuación:

Tabla 14: Registro de fallas S.E. Ananea

Registro de fallas S.E. Ananea			
Falla Funcional (FF)	Ocurrencia	Acumulado	% Acumulado
Falla fase R a tierra	76	76	23.68%
Falla fase T a tierra	68	144	44.86%
Falla fase R - S - T a tierra	38	182	56.70%
(continuación...)			
Apertura general	36	218	67.91%
No especificado	25	243	75.70%
Corte de emergencia	19	262	81.62%
Corte programado	12	274	85.36%
Trip disparo general	11	285	88.79%
Falla fase R - S	9	294	91.59%
Falla fase S - T	6	300	93.46%
Falla de neutro	6	306	95.33%
Falla fase S a tierra	5	311	96.88%
(continuación...)			

Prueba de operatividad	5	316	98.44%
Falla fase R - T	4	320	99.69%
Corte maniobras	1	321	100.00%

Fuente: Electro Puno S.A.A.

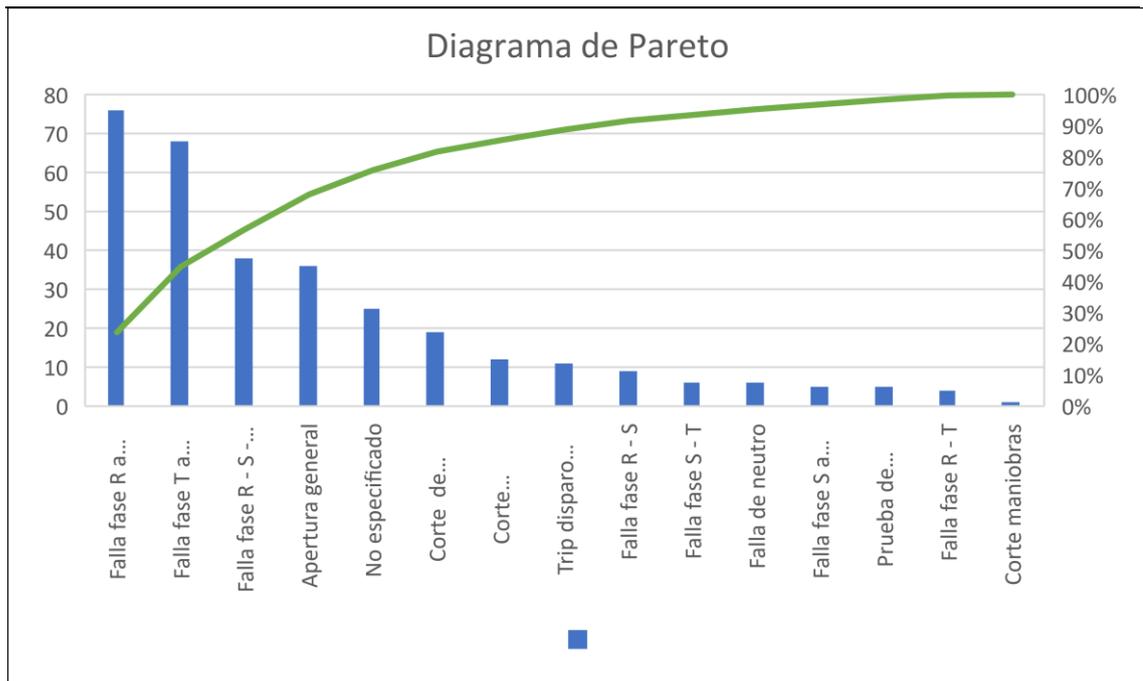


Figura 21: Diagrama de Pareto S.E. Ananea

Fuente: Electro Puno S.A.A.

Podemos ver que el principal tipo de fallas son las fases a tierra lo que ocasiona la interrupción del servicio. El tiempo de interrupción registrado en la S.E. Ananea durante el periodo de estudio se muestra en el grafico a continuación.

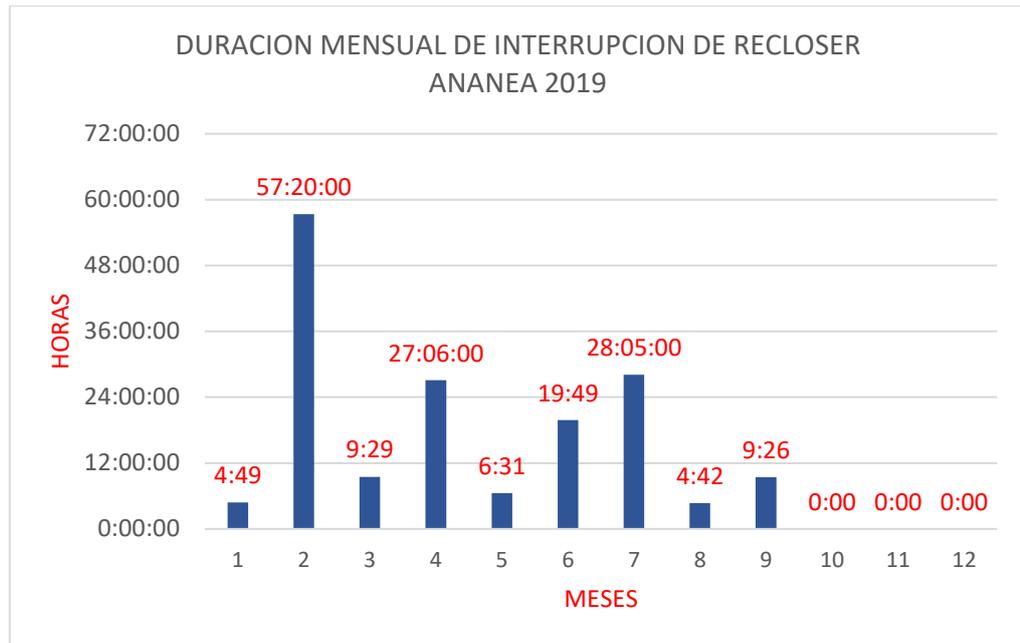


Figura 22: Duración de interrupción S.E. Ananea

Fuente: Electro Puno S.A.A.

El tiempo de interrupción total acumulado en la S.E. Ananea es de 167 horas con 18 minutos durante el periodo, además podemos notar que en el mes de febrero es en donde se ha producido el mayor tiempo de interrupción.

4.1.5. Registro de falla S.E. Huancané.

En la S.E. Huancané para el periodo de estudio se ha tenido y clasificado la cantidad de fallas Funcionales las cuales se muestran en el cuadro a continuación:



Tabla 15: Registro de fallas S.E. Huancané

Registro de fallas S.E. Huancané			
Falla Funcional (FF)	Ocurrencia	Acumulado	% Acumulado
Falla fase S a tierra	22	22	25.29%
Falla fase R a tierra	18	40	45.98%
Apertura general	9	49	56.32%
Trip disparo general	9	58	66.67%
Corte maniobras	9	67	77.01%
Falla fase T a tierra	5	72	82.76%
Corte de emergencia	3	75	86.21%
Falla fase R - S	3	78	89.66%
Falla fase S - T	3	81	93.10%
Corte pogramado	2	83	95.40%
Falla de neutro	2	85	97.70%
Prueba de			
operatividad	1	86	98.85%
Falla fase R - T	1	87	100.00%
Falla fase R - S - T a			
tierra	0	87	100.00%
Corte maniobras	0	87	100.00%

Fuente: Electro Puno S.A.A.

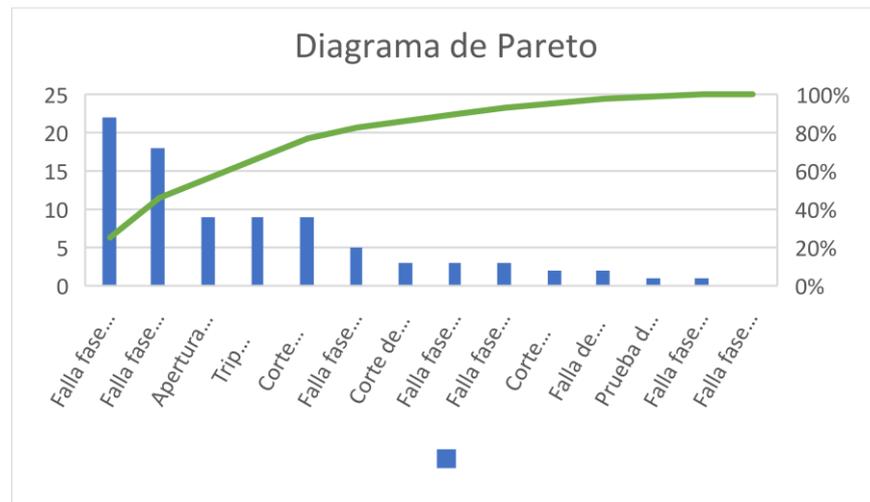


Figura 23: Diagrama de Pareto S.E. Huancané

Fuente: Electro Puno S.A.A.

Podemos ver que el principal tipo de fallas son las fases a tierra lo que ocasiona la interrupción del servicio. El tiempo de interrupción registrado en la S.E. Huancané durante el periodo de estudio se muestra en el grafico a continuación.

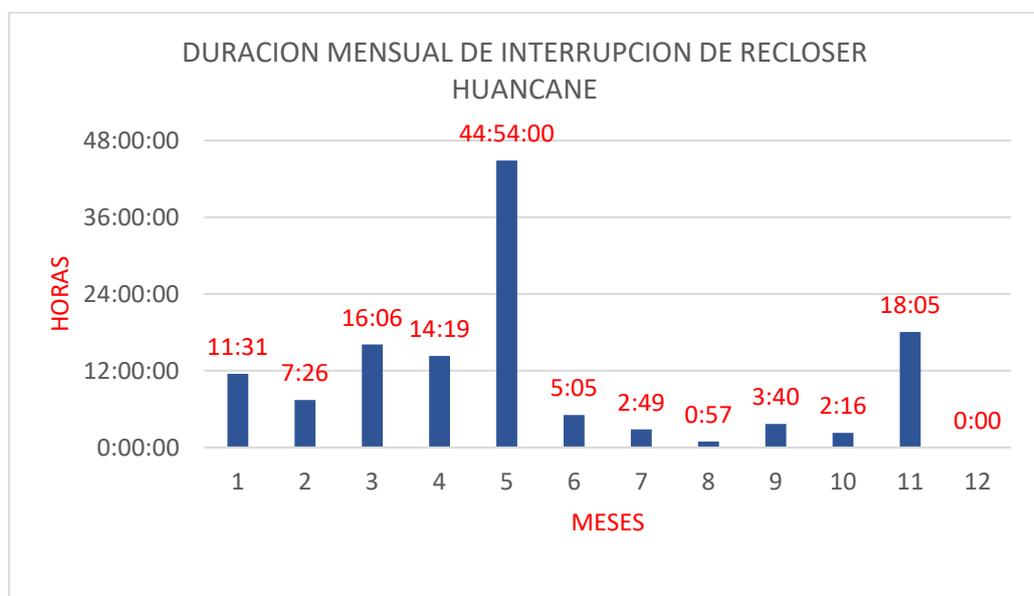


Figura 24: Duración de interrupción S.E. Huancané

Fuente: Electro Puno S.A.A.

El tiempo de interrupción total acumulado en la S.E. Ananea es de 127 horas con 8 minutos durante el periodo, además podemos notar que en el mes de mayo es en donde se ha producido el mayor tiempo de interrupción.

4.2. ANÁLISIS DE MODOS, EFECTOS DE FALLOS Y CRITICIDAD (FMECA)

El sistema de las redes de distribución, está conformado por la Línea de Transmisión 60 Kv Azángaro – Putina – Ananea – Huancané y Subestaciones, está conformado por sub sistemas los cuales se detallan en el cuadro a continuación.

Tabla 16: Sub sistemas del sistema de distribución

Sub sistemas del sistema de distribución		
Sistema	Subsistema	Equipo
Sistema de distribución de energía	sistema de transporte energía	Conductores eléctricos
	sistema de aislamiento	Aislante de vidrio, ceramica o de polimericos.
	sistema de transformación	Transformador
	sistema de protección	Pararrayos
		Descaragdores
		PAT
	Fusible Interruptor automático	
	Seccionadores	
	sistema de medición	Transformador de energía medidores de energía
	sistema de soporte	ferreteria soportes

Elaborado por el Equipo de trabajo.

4.2.1. Análisis de modos y efectos de fallas (AMEF)

Con los componentes citados anteriormente y conjuntamente con el procedimiento postulado en el capítulo 3, se procedió a elaborar el Análisis de Modos y Efectos de Fallos (AMEF) de cada uno de los sub sistemas del sistema eléctrico de distribución en estudio, cumpliendo con el llenado de la hoja de información. Los componentes a estudiar se dividieron de la siguiente manera como se muestra en los cuadros a continuación:

Para los soportes tenemos lo siguiente:

Tabla 17: AMEF para los soportes

AMEF para los soportes						
Sub sistema	Equipo	Función	Modos de falla	Causa de la falla	Efecto de la falla	Detección
soportes	ferreteria	fijar elementos de transporte y sujecion	rotura	la fuerzadel viento	desconexión de equipos	visual
		mantener distancias de seguridad	•fisura en estructuras •roturas	sobrecargas mecánicas	sobrecargas mecánicas	visual

Fuente: (Yssaad et al., 2012).

Para los conductores el análisis de los modos y efectos de falla es el siguiente:

Tabla 18: AMEF para los Conductores

AMEF para los conductores						
Sub sistema	Equipo	Función	Modos de falla	Causa de la falla	Efecto de la falla	Detección
sistema de transporte de energía	conductores eléctricos	transporte de energía	contacto entre líneas rotura de conductores	efecto dinámico del viento efecto galope manguito de hielo	desconexión de la línea sobretensiones y desbalance de fases	visual

Fuente: Yssaad et al., 2012

Para los conductores el análisis de los modos y efectos de falla es el siguiente:

Tabla 19: AMEF para aisladores

AMEF para los aisladores						
Sub Sistema (continuación...)	Equipo	Función	Modos de falla	Causa de la falla	Efecto de la falla	Detección
sistema de aislamiento	aislante de vidrio, cerámica o polímeros	aislamiento	envejecimiento	sobretensión (relampago) de la superficie por arco eléctrico.	fugas de corriente a tierra	visual termografica
				contaminación atmosférica (contaminación en la superficie del aislante, capa de humedad, aparición de arcos parciales).	perforación	
			imprimación	extensión de los arcos parciales si las condiciones son favorables (ambientes polvorientos).	deformación	

Fuente: (Yssaad et al., 2012).

Para el transformador el análisis de los modos y efectos de falla es el siguiente:

Tabla 20: AMEF para transformador

AMEF para transformador						
Sub sistema	Equipo	Función	Modos de falla	Causa de la falla	Efecto de la falla	Detección
transformación	transformador	se usa para subir o bajar el nivel de voltaje de una fuente de alimentación alterna	baja resistencia de aislamiento. Salida del transformador en la alimentación al momento de mala operación.	contaminación de polvo. incrustación de vapores grasos. convertidores electrónicos en mal conectados o el voltaje de alimentación no se ajusta. los fusibles están mal calibrados. fuga de aceite. incremento de demanda.	cortocircuito. calentamiento o de enrollamientos.	visual ruido termografía

Fuente: Yssaad et al., 2012

Para el Sub Sistema de Protección el análisis de los modos y efectos de falla es el siguiente:

Tabla 21: AMEF para Sub sistema de protección

AMEF para sub sistema de protección						
Sub sistema	Equipo	Función	Modos de falla	Causa de la falla	Efecto de la falla	Detección
Protección	pararrayos	protección contra descargas atmosféricas.	sobretensiones	dimensionamiento inadecuado	falla de equipos	visual, ruido
	descargadores	protección contra sobretensiones.	sobretensiones	dimensionamiento inadecuado	falla de equipos	visual, ruido
	puesta a tierra	disipar corrientes de falla.	discontinuidad alta resistencia	corrosion deterioro	falla de equipos	visual, resistencia
	fusibles	protección contra sobrecorrientes.	no se funde	dimensionamiento inadecuado	falla de equipos	visual, termografía
	interruptor automático	protección contra fallas.	no disparo	dimensionamiento inadecuado	falla de equipos	visual, ruido, termografía
	seccionadores	protección para realizar maniobras	mala programación del tiempo de reconexion	mala maniobra	continuidad de corriente	visual, ruido, termografía

Fuente: Yssaad et al., 2012

Para el Sub Sistema de Medición el análisis de los modos y efectos de falla es el siguiente:

Tabla 22: AMEF para Sub sistema de protección

AMEF para sub sistema de protección						
Sub Sistema medición	Equipo	Función	Modos de falla	Causa de la falla	Efecto de la falla	Detección
	transformador de medición	se usa para subir o bajar el nivel de voltaje de una fuente de alimentación	baja resistencia de aislamiento	fallas internas	cortocircuito	ruido, visual
	medidores de energía	cuantificar y registrar cantidades de energía y potencia	error de precisión	mala calibración	mal registro	Visual

Fuente: Yssaad et al., 2012.

4.2.2. Análisis de criticidad

Teniendo en cuenta los registros de la causa de fallas funcionales registradas en las Sub Estaciones Azángaro Ananea y Huancané podemos realizar el análisis de criticidad de los elementos constitutivos de la red de energía.

En el periodo comprendido de enero del 2019 a diciembre del 2019 se tienen los siguientes datos que se muestra a continuación:

Tabla 23: Causas de fallas Funcionales S.E. Azángaro

Causas de fallas funcionales S.E. Azángaro			
Causa de la falla Funcional	Ocurrencia	Acumulado	% Acumulado
descarga atmosférica	50	50	41.32%
vientos en al zona	40	90	74.38%
fuertes lluvias	9	99	81.82%
corte programado	6	105	86.32%
lluvias y descargas atmosféricas			90.91%
(continuación)	5	110	
corte maniobras	3	113	93.39%
corte emergencia	2	115	95.04%
nevadas	2	117	96.69%
conductor desprendido	1	118	97.52%
cambio de estructura	1	119	98.35%
cambio pararrayos	1	120	99.17%
prueba de recloser	1	121	100.00%

Fuente: Electro Puno S.A.A (2019)

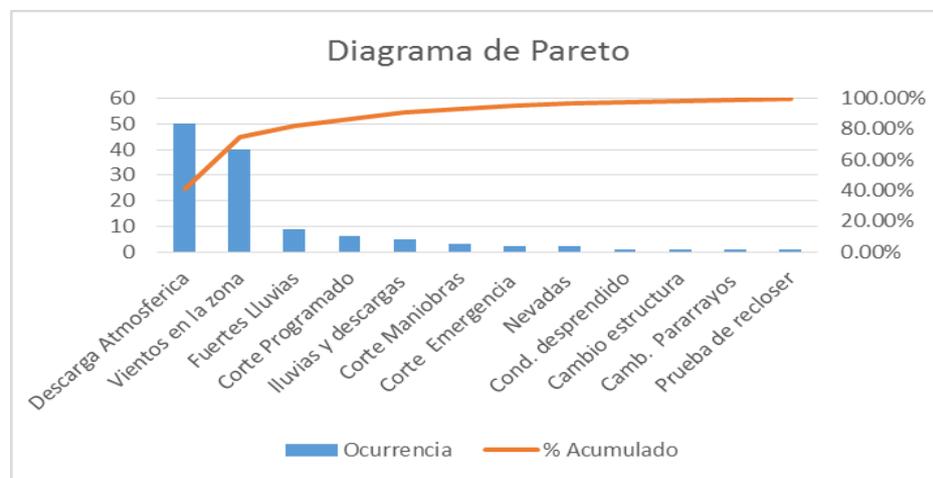


Figura 25. Diagrama de Pareto Causa de fallas S.E. Azángaro

Fuente: Electro Puno S.A.A. (2019)

Podemos apreciar del diagrama de Pareto para la S.E. Azángaro, que las principales causas de las fallas Funcionales son las descargas atmosféricas, vientos en la zona y fuertes lluvias.

Tabla 24: Causas de fallas funcionales S.E. Ananea

Causas de fallas Funcionales S.E. Ananea			
Causa de la falla Funcional	Ocurrencia	Acumulado	% Acumulado
descargas atmosféricas	146	146	45.48%
vientos en la zona	53	199	61.99%
corte programado	42	241	75.08%
nevadas	32	273	85.05%
corte emergencia	26	299	93.15%
conductor desprendido	6	305	95.02%
lluvias y descargas	5	310	96.57%
corte maniobras	4	314	97.82%
cambio de pararrayos	4	318	99.07%
fuertes lluvias	1	319	99.38%
cambio estructura	1	320	99.69%
prueba de recloser	1	321	100.00%

Fuente: Electro Puno S.A.A (2019)

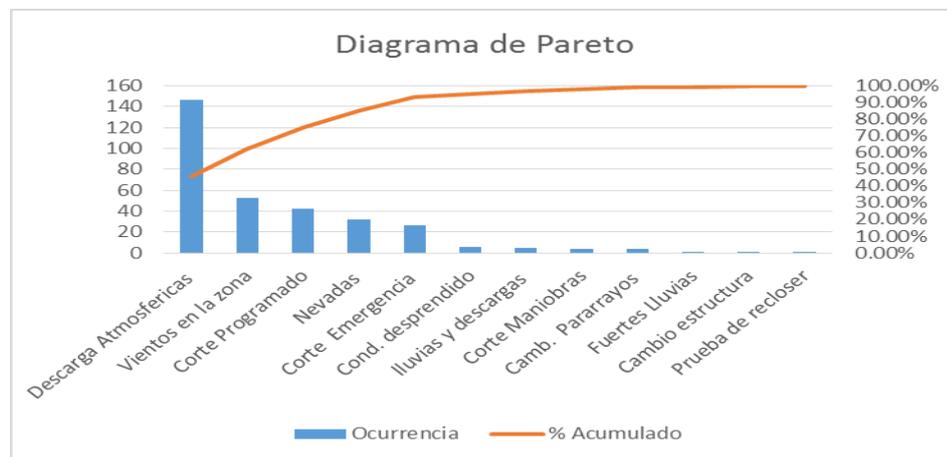


Figura 26: Diagrama de Pareto Causa de fallas S.E. Ananea

Fuente: Electro Puno S.A.A. (2019)

Podemos apreciar del diagrama de Pareto para la S.E. Ananea, que las principales causas de las fallas funcionales son las descargas atmosféricas, vientos en la zona y nevadas.

Tabla 25: Causas de fallas funcionales S.E. Huancané

Causas de fallas Funcionales S.E. Huancané			
Causa de la falla Funcional	Ocurrencia	Acumulado	% Acumulado
descargas atmosféricas	36	36	41.38%
lluvias y descargas atmosféricas	14	50	57.47%
vientos en la zona	11	61	70.11%
corte maniobras	10	71	81.61%
corte emergencia	7	78	89.66%
fuertes lluvias	5	83	95.40%
corte programado	1	84	96.55%
nevadas	1	85	97.70%
cambio de estructura	1	86	98.85%
prueba de recloser	1	87	100.00%
conductor desprendido	0	87	100.00%
cambio de pararrayos	0	87	100.00%

Fuente: Electro Puno S.A.A (2019)

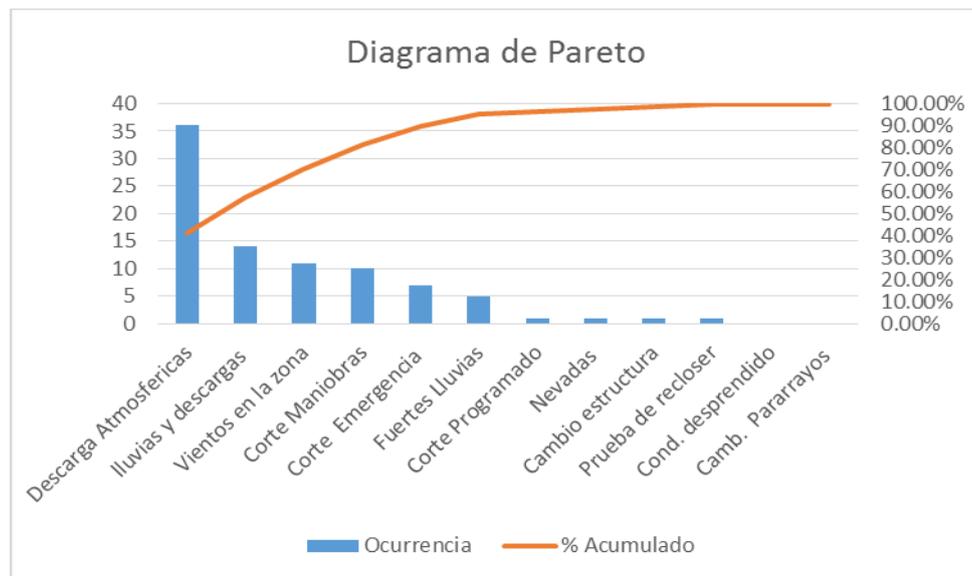


Figura 27: Diagrama de Pareto Causa de fallas S.E. Huancané.

Fuente: Electro Puno S.A.A. (2019)

Podemos apreciar del diagrama de Pareto para la S.E. Huancané, que las principales causas de las fallas Funcionales son las descargas atmosféricas y vientos en la zona.

En análisis de los diagramas de Pareto observamos que para el área de estudio tenemos que las principales causas de fallas Funcionales son las condiciones climáticas como las descargas atmosféricas, fuertes vientos, lluvias y nevadas.

Con los datos registrados procedemos a realizar el análisis de criticidad para los diferentes sub sistemas que conforman la Línea de Transmisión 60 Kv Azángaro – Putina – Ananea – Huancané y Subestaciones, teniendo en consideración lo siguiente:

La criticidad usando FMECA se define por el RPN que es la combinación de las siguientes calificaciones: severidad de los efectos (S), Ocurrencia (O), y detección (D). Cada calificación se mide en una escala definida de acuerdo a lo establecido en las tablas N°5, 6 y 7 establecidas en el capítulo 3. La RPN se obtiene por su producto:

$$RPN = S \times O \times D$$

Tabla 26: Parámetros FMECA (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	
crítico	253-324	inaceptable
muy crítico	>324	

Fuente: Yssaad et al., 2012

Para la S.E. Azángaro tenemos los resultados del análisis de criticidad según el método planteado en el capítulo 3, la muestra se analizó durante el periodo de estudio el periodo comprendió 12 meses.

Tabla 27: Análisis de criticidad S.E. Azángaro

Análisis de criticidad S.E. Azángaro							
Sub sistema	Equipo	Ocurrencia (O)	Severidad (S)	Detectabilidad (D)	NPR = O x S x D	Criticidad (C)	Riesgo o Peligro
soportes	ferreteria	1	7	4	28	menor	aceptable
	soportes	5	5	4	100	alto	tolerable
sistema de transporte energía	conductores eléctricos	5	8	4	160	alto	tolerable
sistema de aislamiento	aislante de vidrio, ceramica o polimerico.	5	6	4	120	alto	tolerable
transformación	transformador	1	3	8	24	menor	aceptable
	pararrayos	5	3	6	90	alto	tolerable
	descargadores	1	3	3	9	menor	aceptable
protección	puesta a tierra	8	7	6	336	muy crítico	inaceptable
	fusibles	1	8	3	24	menor	aceptable
	interruptor automático	1	8	8	64	alto	tolerable
	seccionadores	5	3	7	105	alto	tolerable
medición	transformador de medición	1	8	2	16	menor	aceptable
	medidores de energía	1	8	2	16	menor	aceptable

Elaborado por el equipo de trabajo

El resultado de la clasificación de la criticidad por equipo de la S.E Azángaro se muestra en tabla siguiente, en donde podemos observar según la clasificación de riesgo o peligro planteada por el método de análisis de criticidad que tenemos un elemento muy crítico el cual es el sistema de puesta a tierra lo que nos puede indicar que no está cumpliendo el mantenimiento.

Tabla 28: Análisis de criticidad S.E. Azángaro

Análisis de criticidad S.E. Azángaro						
Equipo	Ocurrencia (O)	Severidad (S)	Detectabilidad (D)	NPR=OxSxD	Criticidad (C)	Riesgo o Peligro
puesta a tierra	8	7	6	336	muy crítico	inaceptable
conductores eléctricos	5	8	4	160	alto	tolerabe
aislante de vidrio, ceramica o polimericos	5	6	4	120	alto	tolerable
seccionadores	5	3	7	105	alto	tolerable
soportes	5	5	4	100	alto	tolerable
pararrayos	5	3	6	90	alto	tolerable
interruptor automático	1	8	8	64	alto	tolerable
ferreteria	1	7	4	28	menor	aceptable
transformador	1	3	8	24	menor	aceptable
fusibles	1	8	3	24	menor	aceptable
transformador de medición	1	8	2	16	menor	aceptable
medidores de energía	1	8	2	16	menor	aceptable
descargadores	1	3	3	9	menor	aceptable

Elaborado por el Equipo de trabajo.

Para la S.E. Ananea tenemos los resultados del análisis de criticidad según:

Tabla 29: Análisis de criticidad S.E. Ananea

Análisis de criticidad S.E. Ananea							
Sub sistema	Equipo	Ocurr encia (O)	Severi dad (S)	Detecta bilidad (D)	NPR= O _x S _x D	Criticidad (C)	Riesgo Peligro
soportes	ferreteria	1	8	4	32	menor	aceptabl e
	soportes	5	5	4	100	alto	tolerable
sistema de transporte energía	conductores eléctricos	8	8	4	256	alto	inacepta ble
sistema de aislamient o	aislante de vidrio, ceramica o polimerico.	5	6	4	120	alto	tolerable
transforma ción	transformador	1	3	8	24	menor	aceptabl e
	pararrayos	8	3	6	144	alto	tolerable
	descargadores	1	3	3	9	menor	aceptabl e
	puesta a tierra	8	7	6	336	muy crítico	inacepta ble
protección	fusibles	1	8	3	24	menor	aceptabl e
	interruptor automático	1	8	8	64	alto	tolerable
	seccionadores	5	3	7	105	alto	tolerable
medición	transformador de medición	1	8	2	16	menor	aceptabl e
	medidores de energía	1	8	2	16	menor	aceptabl e

Elaborado por el equipo de trabajo.

Tabla 30: Análisis de criticidad S.E. Ananea

Análisis de criticidad S.E. Ananea						
Equipo	Ocurrencia (O)	Severidad (S)	Detectabilidad (D)	$NPR = O \times S \times D$	Criticidad (C)	Riesgo o Peligro
puesta a tierra	8	7	6	336	muy crítico	inaceptable
conductores eléctricos	8	8	4	256	crítico	inaceptable
pararrayos aislante de vidrio, ceramica o polimericos	8	3	6	144	alto	tolerable
Seccionadores	5	6	4	120	alto	tolerable
soportes	5	3	7	105	alto	tolerable
interruptor automático	5	5	4	100	alto	tolerable
ferreteria	1	8	8	64	alto	tolerable
transformador	1	8	4	32	menor	aceptable
fusibles	1	3	8	24	menor	aceptable
transformador de medición	1	8	3	24	menor	aceptable
medidores de energía	1	8	2	16	menor	aceptable
descargadores	1	3	3	9	menor	aceptable

Elaborado por el Equipo de trabajo.

El resultado de la clasificación de la criticidad por equipo de la S.E Ananea se muestra en tabla siguiente, en donde podemos observar según la clasificación de riesgo o peligro planteada por el método de análisis de criticidad que tenemos dos elementos muy críticos el cual es el sistema de puesta a tierra y los conductores lo que nos puede indicar que no está cumpliendo la función es necesario realizar acciones correctivas.

Para la S.E. Huancané tenemos los resultados del análisis de criticidad según el método planteado en el capítulo 3, la muestra se analizó durante el periodo de estudio el periodo comprendió 12 meses.

Tabla 31: Análisis de criticidad S.E. Huancané

Análisis de criticidad S.E. Huancané							
Sub sistema	Equipo	Ocurrencia (O)	Severidad (S)	Detección (D)	NPR=O xSxD	Criticidad (C)	Riesgo o Peligro
Soportes	ferreteria	1	7	4	28	menor	aceptable
	soportes	5	5	4	100	alto	tolerable
sistema de transporte energía	conductores eléctricos	5	8	4	160	alto	tolerable
sistema de aislamiento	aislante de vidrio, ceramica o polimerico.	5	6	4	120	alto	tolerable
transformación	transformador	1	3	8	24	menor	aceptable
	pararrayos	1	3	6	18	alto	aceptable
	descargadores	1	3	3	9	menor	aceptable
protección	puesta a tierra	8	7	6	336	muy crítico	inaceptable
	fusibles	1	8	3	24	menor	aceptable
	interruptor automático	1	8	8	64	alto	aceptable
Medición	seccionadores	1	3	7	21	alto	tolerable
	transformador de medición	1	8	2	16	menor	aceptable
	medidores de energía	1	8	2	16	menor	aceptable

Elaborado por el equipo de trabajo.

Tabla 32: Análisis de criticidad S.E. Huancané

Análisis de criticidad S.E. Huancané						
Equipo	Ocurrencia (O)	Severidad (S)	Detectabilidad (D)	$NPR=O \times S \times D$	Criticidad (C)	Riesgo o Peligro
puesta a tierra	8	7	6	336	muy crítico	inaceptable
conductores eléctricos	5	8	4	160	alto	inaceptable
aislante de vidrio, ceramica o polimericos	5	6	4	120	alto	tolerable
soportes	5	5	4	100	alto	tolerable
interruptor automático	1	8	8	64	alto	tolerable
ferreteria	1	7	4	28	menor	aceptable
transformador	1	3	8	24	menor	aceptable
fusibles	1	8	3	24	menor	aceptable
seccionadores	1	3	7	21	alto	aceptable
pararrayos	1	3	6	18	alto	aceptable
transformador de medición	1	8	2	16	menor	aceptable
medidores de energía	1	8	2	16	menor	aceptable
descargadores	1	3	3	9	menor	aceptable

Elaborado por el equipo de trabajo.

El resultado de la clasificación de la criticidad por equipo de la S.E Huancané se muestra en tabla 32, en donde podemos observar según la clasificación de riesgo o peligro planteada por el método de análisis de criticidad que tenemos un elemento muy crítico el cual es el sistema de puesta a tierra lo que nos puede indicar que no está cumpliendo la función es necesario realizar Acciones correctivas.

4.3. PROPUESTA DEL PLAN DE MANTENIMIENTO

Con el fin de mejorar la gestión de mantenimiento que causen un impacto importante en costos, fiabilidad, disponibilidad, calidad de producto, seguridad, conservación del medio ambiente, reducción de trabajos de emergencia, se optimizara el mantenimiento preventivo a los sub sistemas críticos del sistema de distribución.

Elegimos el valor de 30 como el umbral de la criticidad. Los elementos críticos más allá de 30 se agrupan en orden ascendente. Son estos elementos los que debemos actuar principalmente mediante Acciones de mantenimiento, correctivas, preventivas, de mejora o incluso de sustitución.

Tabla 33: Plan de mantenimiento S.E. Azángaro

Plan de mantenimiento S.E. Azángaro		
Equipo	Criticidad (C)	Acción de mantenimiento
puesta tierra	336	revisión de diseño completo (rediseño)
conductores eléctricos	160	mantenimiento preventivo sistemático
aislante de vidrio, ceramica o polimericos	120	
seccionadores	105	
soportes	100	
pararrayos	90	
interruptor automático	64	
ferreteria	28	
transformador	24	Acción correctiva
fusibles	24	
transformador de medición	16	
medidores de energía	16	
descargadores	9	

Elaborado por el equipo de trabajo.

Tabla 34: Plan de mantenimiento S.E. Ananea

Plan de mantenimiento S.E. Ananea		
Equipo	Criticidad (C)	Acción de mantenimiento
puesta tierra	336	revisión de diseño completo (rediseño)
conductores eléctricos	256	
pararrayo	144	
aislante de vidrio, ceramica o poliméricos	120	mantenimiento preventivo sistemático
seccionadores	105	
soportes	100	
interruptor automático	64	
ferreteria	32	Acción correctiva
transformador	24	
fusible	24	
transformador de medición	16	
medidores de energía	16	
descargadores	9	

Elaborado por el equipo de trabajo.

Tabla 35: Plan de mantenimiento S.E. Huancané

Plan de mantenimiento S.E. Huancané		
Equipo	Criticidad (C)	Acción de mantenimiento
Puesta a tierra	336	revisión del diseño completo (rediseño)
conductores eléctricos	160	
aislante de vidrio, ceramica o polimericos	120	mantenimiento preventivo sistemático
soportes	100	
interrupciones automático	64	
ferreteria	28	Acción correctiva
transformador	24	
fusible	24	
seccionadores	21	
Pararrayos	18	
transformador de medición	16	
medidores de energía	16	



(continuación...)

9

descargadores

Elaborado por el equipo de trabajo.

Para los equipos críticos se deberá realizar el rediseño que consiste en la revisión fundamental o la modificación del diseño del sistema de puesta a tierra de la Línea de Transmisión 60 Kv Azángaro – Putina – Ananea – Huancané y Subestaciones, de la misma manera para los conductores donde se producen las fallas.

Para los equipos de riesgo tolerable se deberá aplicar mantenimiento preventivo sistemático que consistirá en programar las actividades de mantenimiento en intervalos de tiempo predeterminados en los que se sustituye el equipo dañado antes de que se produzcan problemas evidentes.

Para los equipos de riesgo aceptable se aplicará mantenimiento o solamente Acciones correctivas que consisten en programar las actividades de mantenimiento cuando aparezcan las fallas.



V. CONCLUSIONES

- Se ha distinguido los principales tipos de fallas de la Línea de Transmisión 60 Kv Azángaro – Putina – Ananea – Huancané y Subestaciones, tenemos que el principal tipo de fallas son las fases a tierra lo que ocasiona la interrupción del servicio. Estas son causadas por las condiciones climáticas existentes en la zona que principalmente son descargas atmosféricas, fuertes lluvias nevadas y fuertes vientos condiciones propias de la zona.
- Se ha distinguido los elementos críticos de la Línea de Transmisión 60 Kv Azángaro – Putina – Ananea – Huancané y Subestaciones. Los elementos críticos encontrados en la presente investigación son los elementos de protección específicamente el sistema de puesta a tierra. El resultado de la clasificación de la criticidad por equipo de la S.E Ananea nos muestra dos elementos muy críticos el cual es el sistema de puesta a tierra y los conductores.
- Se ha elaborado la propuesta respectiva del plan de mantenimiento de la Línea de Transmisión 60 Kv Azángaro – Putina – Ananea – Huancané. Para los equipos críticos se deberá realizar el rediseño que consiste en la revisión fundamental o la modificación del diseño del sistema de puesta a tierra y Subestaciones, de la misma manera para los conductores donde se producen las fallas. Para los equipos de riesgo tolerable se deberá aplicar mantenimiento preventivo sistemático que consistirá en programar las actividades de mantenimiento en intervalos de tiempo predeterminados en los que se sustituye el equipo dañado antes de que se produzcan problemas evidentes. Para los equipos de riesgo aceptable se aplicará mantenimiento o solamente Acciones correctivas que consisten en programar las actividades de mantenimiento cuando aparezcan las fallas.



VI. RECOMENDACIONES

- Para el progreso de la calidad y la mejora del estudio de gestión de mantenimiento de la Línea de Transmisión 60 Kv Azángaro – Putina – Ananea – Huancané y Subestaciones se debe implementar Acciones correctivas en los planes de mantenimiento es decir realizar el rediseño de los equipos críticos.
- Implementar los planes de mantenimiento sugeridos y realizar el análisis de los costos que implica implementar la gestión de mantenimiento.
- Aplicar el mantenimiento preventivo sistemático anualmente según el plan propuesto ya que reducirá las Pérdidas Generadas por fallas que pueden ser evitadas.



VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Afzali, P., Keynia, F., & Rashidinejad, M. (2019). A new model for reliability-centered maintenance prioritisation of distribution feeders. *Energy*, *171*, 701–709. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.01.040>
- Aristóteles, & Juárez Cervantes, J. D. (2002). Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. In ウイルス (Vol. 52).
- Biolini, A. (2017). Reliability Engineering. In Springer (Ed.), *Reliability Engineering* (8th Editio, Vol. 34). <https://doi.org/10.1109/MS.2017.89>
- Bunge, M. (2004). La Investigacion Cientifica - Su Estrategia Y Su Filosofia. In s. a. de c. v. siglo xxi editores (Ed.), *Siglo Veintiuno* (tercera ed). MEXICO. D.F: siglo xxi editores, s.a. de c.v.
- C. R. Bayliss, B. J. H. (2007). *Transmission and Distribution Electrical Engineering* (3rd ed.; T. by C. T. Ltd, ed.). Retrieved from www.charontec.com
- Castaño, S. R. (2010). *Redes de Distribución de Energía* (Tercera Ed; UNC, ed.). Manizales.
- Chowdhury, A. (2009). *Power Distribution System Reliability Principles of Electric Machines with Power Electronic Applications* (Second Edi; I. Institute of Electrical and Electronics Engineers & Published, eds.). New Jersey: Published by John Wiley & Sons, Inc.
- Dale R. Patrick, S. W. F. (2009). *Electrical distribution systems* (2nd ed.; Crcpress, ed.). Retrieved from uk.tandf@thomsonpublishingservices.co.uk
- Garcia, V. J., Bernardon, D. P., Abaide, A. R., Bassi, O. A., & Dhein, G. (2014). Reliability Assessment by Coordinating Maintenance Vehicles in Electric Power Distribution Systems. *Procedia - Social and Behavioral Sciences*, *111*, 1045–1053. <https://doi.org/10.1016/j.sbspro.2014.01.139>
- Gulati, R. (2009). Maintenance and Best Practices Reliability. In I. Industrial Press (Ed.),



- Reliability* (1°). New York: Industrial Press, Inc.
- Gutiérrez, A. M. (2012). *Mantenimiento Industrial Efectivo* (Segunda ed; COLDI, ed.). Medellín Colombia ©Segunda: Fuentes Litográficas Limitada.
- Jan de Kock, K. S. (2004). Practical Power Distribution for Industry. In S. Mackay (Ed.), *Practical Power Distribution for Industry* (1°). <https://doi.org/10.1016/b978-0-7506-6396-0.x5000-2>
- Melani, A. H. A., Murad, C. A., Caminada Netto, A., Souza, G. F. M. de, & Nabeta, S. I. (2018). Criticality-based maintenance of a coal-fired power plant. *Energy*, *147*, 767–781. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.01.048>
- Mobley, R. K. (1999). Root Cause Failure Analysis. In Butterworth-Heinemann (Ed.), *Plant engineering maintenance series* (2°). <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-809272-9.00035-9>
- Mobley, R. K., & Wikoff, D. J. (2008). *Maintenance Engineering Handbook 7th Edition* (Seventh Ed; M.-H. Companies, ed.). New York: Mc Graw Hill.
- Moubray, J. (2004). *Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad*. (Segunda Ed; I. P. Inc., ed.). USA: Industrial Press Inc.
- osarenren, J. (2015). *Integrated reliability Condition Monitoring and Maintenance of equipment* (1°; F. 33487-2742 CRC Press Taylor & Francis Group 6000 Broken Sound Parkway NW, Suite 300 Boca Raton & ©, eds.). Retrieved from <http://www.taylorandfrancis.com>
- Pansini, A. J. (2000). Guide to electrical power distribution systems. In M. D. Press (Ed.), *The Fairmont Press, Inc.* (6th ed.). <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Piasson, D., Bísaro, A. A. P., Leão, F. B., & Mantovani, R. S. (2016). A new approach for reliability-centered maintenance programs in electric power distribution systems based on a multiobjective genetic algorithm. *Electric Power Systems Research*, *137*, 41–50. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.03.040>



- Popper, K. R. (2017). *La lógica de la investigación científica* (1°; Oronet, ed.). MEXICO. D.F: ePub base r1.2.
- Richet, D., Cotaina, N., Gabriel, M., & O'Reilly, K. (1995). Application of reliability centred maintenance in the foundry sector. *Control Engineering Practice*, 3(7), 1029–1034. [https://doi.org/10.1016/0967-0661\(95\)00088-C](https://doi.org/10.1016/0967-0661(95)00088-C)
- Rodrigo, P. (2005). El arte de mantener. *Universidad de Chile*, 835.
- Sampieri, R. H., Collado, C. F., & Lucio, M. del P. B. (2010). *METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN* (Quinta edi; S. A. D. C. . McGRAW-HILL / INTERAMERICANA EDITORES, ed.). MÉXICO: McGRAW-HILL / INTERAMERICANA EDITORES, S.A. DE C.V.
- Sánchez, E. B. (2003). La investigación científica : Teoría y metodología. *UAZ, I*, 110.
- Shayesteh, E., Yu, J., & Hilber, P. (2018). Maintenance optimization of power systems with renewable energy sources integrated. *Energy*, 149, 577–586. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.02.066>

ANEXOS

ANEXO 1. Diagrama Unifilar

