

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



**TESIS**

**GESTIÓN DE MANTENIMIENTO BASADO EN LA CONFIABILIDAD DE LAS  
REDES DEL SUB SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO 22.9/13.2 KV  
DE SAN GABÁN – OLLACHEA**

**PRESENTADA POR:**

**MARCOS JOSE VILLANUEVA CORNEJO**

**PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE:**

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

**PUNO, PERÚ**

**2017**

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO**

**ESCUELA DE POSGRADO**

**PROGRAMA DE MAESTRIA**

**MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MECÁNICA  
ELÉCTRICA**

**TESIS**

**GESTIÓN DE MANTENIMIENTO BASADO EN LA CONFIABILIDAD DE  
LAS REDES DEL SUB SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO  
22.9/13.2 KV DE SAN GABAN - OLLACHEA**

**PRESENTADA POR:**

**MARCOS JOSE VILLANUEVA CORNEJO**

**PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE:**

**MAGISTER SCIENTIAE EN INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**

**MENCIÓN EN GESTIÓN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE SISTEMAS  
ELÉCTRICOS**

**APROBADA POR EL SIGUIENTE JURADO:**

**PRESIDENTE**



M.Sc. OSCAR RAÚL MAMANI LUQUE

**PRIMER MIEMBRO**



M.Sc. LEONARDO PAYÉ COLQUEHUANCA

**SEGUNDO MIEMBRO**



M.Sc. ARMANDO CRUZ CABRERA

**ASESOR DE TESIS**



M.Sc. JOSÉ ANTONIO VARGAS MARON

Puno, 05 de enero de 2017

**ÁREA:** Mantenimiento

**TEMA:** Mantenimiento eléctrico

## DEDICATORIA

A Dios y a mis padres Doris y Efraín que los tiene en su gloria.

## AGRADECIMIENTOS

A la universidad Nacional del Altiplano por la formación y la oportunidad que me dio en la culminación de mis estudios, a cada uno de mis docentes de la escuela de postgrado que supieron guiarme en la realización de esta maestría y a mi familia por su enorme apoyo en la realización del presente proyecto.

**ÍNDICE GENERAL**

DEDICATORIA.....	i
AGRADECIMIENTOS .....	ii
ÍNDICE DE CUADROS .....	x
ÍNDICE DE FIGURAS .....	xii
ÍNDICE DE ANEXOS .....	xiv
RESUMEN.....	xv
ABSTRACT .....	xvi
INTRODUCCIÓN .....	1

**CAPÍTULO I****PROBLEMÁTICA DE LA INVESTIGACIÓN**

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	3
1.1.1. Descripción de la realidad problemática.....	4
1.1.2. Territorio.....	5
1.1.3. Aspectos Socio-Económicos .....	5
1.1.4. Formulación del problema .....	6
1.1.5. Problema general .....	7

1.1.6.	Formulación de los problemas específicos.....	7
1.2.	JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO DE TESIS .....	8
1.2.1	Justificación metodológica.....	8
1.2.2	Justificación socioeconómica .....	9
1.2.3	Justificación técnica.....	9
1.3.	OBJETIVOS.....	10
1.3.1.	Objetivo General.....	10
1.3.2.	Objetivos Específicos .....	10
1.4.	HIPÓTESIS.....	10
1.4.1	Hipótesis General.....	10
1.4.2	Hipótesis Específicas .....	11

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

2.1.	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN. ....	12
2.1.1.	Niveles de tensión .....	14
2.2.	ELEMENTOS DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN .....	16
2.2.1.	Conductores .....	16
2.2.2.	Aisladores.....	17

2.2.3.	Soportes o Estructuras .....	18
2.2.4.	Herrajes .....	20
2.2.5.	Sistemas de Protección.....	20
2.2.6.	Fusible tipo expulsión.....	20
2.2.7.	Apartarrayos.....	21
2.2.8.	Sistema de puesta a tierra.....	22
2.2.9.	Subestación.....	23
2.2.10	. Transformadores.....	23
2.3.	MANTENIMIENTO .....	25
2.3.1.	Historia y evolución del mantenimiento .....	25
2.3.2.	Unidad de Mantenimiento.....	27
2.4.	TIPOS DE MANTENIMIENTO .....	30
2.4.1.	Mantenimiento correctivo .....	30
2.4.2.	Mantenimiento correctivo: programado y no programado .....	31
2.4.3.	El mantenimiento Preventivo.....	32
2.4.4.	Mantenimiento predictivo.....	34
2.4.5.	Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad.....	35
2.4.6.	Antecedentes del MCC.....	36
2.4.7.	Concepto del MCC .....	38

2.4.8.	Proceso de implantación del MCC .....	39
2.4.9.	Conformación de los Equipos Naturales de Trabajo .....	40
2.4.10.	Características de los Equipos naturales: .....	41
2.4.11.	Jerarquización de sistemas.....	43
2.4.12.	Análisis de los modos y efectos de Falla. (AMEF) .....	43
2.4.13.	Funciones y estándares de ejecución .....	45
2.4.14.	Definición de función .....	46
2.4.15.	Funciones primarias .....	46
2.4.16.	Funciones secundarias .....	47
2.4.17.	Funciones de protección .....	47
2.4.18.	Funciones de Control .....	48
2.4.19.	Funciones subsidiarias.....	49
2.4.20.	Estándares de ejecución .....	49
2.4.21.	Fallas funcionales asociadas a cada función del activo .....	51
2.4.22.	Definición de falla funcional.....	52
2.4.23.	Fallas funcionales y los Estándares de ejecución esperados ...	52
2.4.24.	Modos de fallas asociados a cada falla funcional .....	52
2.4.25.	Nivel de identificación de los modos de fallas .....	53
2.4.26.	Causas raíces de las fallas funcionales .....	54

2.4.27.	Registro de los Modos de fallas .....	54
2.4.28.	Consecuencias de los Modos de Fallas según el MCC .....	55
2.5.	DISTRIBUCIÓN WEIBULL.....	56
2.5.1.	Función de confiabilidad.....	59
2.5.2.	Vida útil de un producto.....	59
2.5.3.	Distribución Weibull de dos parámetros .....	60
2.5.4.	Distribución Weibull de tres parámetros .....	62
2.6.	CAUSAS DE SALIDAS DE LÍNEAS Y REDES ELÉCTRICAS .....	63
2.6.1.	Por el estado del tiempo.....	63
2.6.2.	Misceláneos .....	63
2.6.3.	Por componentes del sistema .....	63
2.6.4.	Por condiciones del sistema.....	63
2.6.5.	Personal de la empresa de energía.....	63

### **CAPÍTULO III**

#### **METODOLOGÍA**

3.1.	MÉTODO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	64
3.1.1.	Tipo de investigación.....	64
3.1.2.	Técnicas de recolección de datos .....	65

3.1.3.	Técnicas de análisis de datos .....	67
3.1.4.	Método de la investigación.....	67
3.1.5.	Unidades de información.....	67
3.1.6.	Análisis de Modo y Efectos de Fallas.....	68
3.1.7.	Hoja de información.....	69
3.1.8.	Hoja de decisión.....	70
3.1.9.	Árbol Lógico .....	71
3.1.10.	Análisis de Criticidad.....	72
3.1.11.	Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos .....	74
3.1.12.	Recolección de Información Para la Investigación.....	75
3.1.13.	Procesamiento de Datos.....	75
3.1.14.	Variables .....	75

## CAPÍTULO IV

### RESULTADOS Y DISCUSIONES

4.1	DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL.....	76
4.2	ANÁLISIS DE MODOS Y EFECTOS DE FALLAS (AMEF).....	78
4.3	ANÁLISIS DE CRITICIDAD DE ACTIVOS.....	82
4.4	SUBSISTEMAS QUE SE APLICARA EL MANTENIMIENTO.....	88

4.5 DETERMINACIÓN DE LOS INTERVALOS DE INTERVENCIÓN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO .....	88
4.6 DISTRIBUCIÓN WEIBULL PARA EL CONDUCTOR DE ALUMINIO .	90
4.7 DISTRIBUCIÓN WEIBULL PARA LAS PUESTAS A TIERRA .....	94
CONCLUSIONES .....	100
RECOMENDACIONES .....	102
BIBLIOGRAFÍA .....	103
ANEXOS .....	106

## ÍNDICE DE CUADROS

1	Población de San Gabán Ollachea	6
2	Personal S.E. San Gabán Ollachea	68
3	Hoja de información	70
4	Hoja de decisión	71
5	Técnicas e instrumentos	75
6	Cuestionario	77
7	Sub Sistemas del sistema de distribución	77
8	AMEF Apoyos	78
9	AMEF Conductores	79
10	AMEF Transformador de Distribución	79
11	Registros de fallas en las redes	80
12	Registros de fallas en las PAT	81
13	Registros de fallas de terceros	82
14	Sub Sistemas del sistema de distribución	83
15	Criterios de evaluación de criticidad de equipos	84
16	Fallas registradas	86
17	Evaluación de criticidad de equipos	86
		x

18	Matriz de criticidad	87
19	Análisis de criticidad de los subsistemas	87
20	Criticidad de los subsistemas del tractocamión	88
21	Valores obtenidos Weibull conductores	92
22	Valores obtenidos para la confiabilidad de Conductores	93
23	Valores obtenidos Weibull PAT	95
24	Valores obtenidos para la confiabilidad de los PAT	96

## ÍNDICE DE FIGURAS

1	Sub sistemas de distribución	14
2	Esquema general de la Red	15
3	Postes de concreto de la Red Primaria San Gabán	19
4	Herrajes y equipo de protección RP San Gabán	21
5	Sub estación de distribución primaria RP San Gabán	24
6	Unidad elemental de Mantenimiento (Gutiérrez, 2005)	28
7	Funciones primarias de Mantenimiento. (Gutiérrez, 2005)	29
8	Siete Preguntas claves del MCC	39
9	Proceso de Implantación del MCC	40
10	Integrantes de un Equipo Natural de trabajo	41
11	Roles de los participantes	42
12	Flujo grama para el desarrollo del AMEF.	44
13	Tasas de fallas, confiabilidad, parámetro beta	58
14	Curva de la bañera	60
15	Árbol lógico	72
16	Criterios a evaluar, Matriz de Criticidad	73
17	Matriz de criticidad	74
18	Grafica Weibull Conductores	92
		xii

19	Curva de Infiabilidad de conductores	93
20	Curva de Confiabilidad de conductores	94
21	Grafica Weibull Puestas a tierra	96
22	Curva de Infiabilidad PAT	97
23	Curva de Confiabilidad de conductores	97

**ÍNDICE DE ANEXOS**

1	Faja de Servidumbre .....	107
2	Anchos Mínimos de Faja de Servidumbre .....	108
3	Registro de Fallas.....	109

## RESUMEN

El presente trabajo de investigación tiene como objetivo diseñar un sistema de gestión de mantenimiento basado en la confiabilidad del sub Sistema de distribución de energía eléctrica, del Servicio Eléctrico San Gabán – Ollachea de la empresa Electro Puno S.A.A. ubicada en la Región de Puno entre los 500 m.s.n.m y los 4800 m.s.n.m., aplicando la metodología basada en la confiabilidad y el análisis de fallas de los elementos y componentes del sistema eléctrico. Para lo cual se empleó métodos estadísticos que permitió hacer una programación adecuada del mantenimiento preventivo a los elementos críticos de los equipos y sistemas eléctricos, para lo cual se realizó la descripción de las pruebas 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 realizaron las acciones y recomendaciones correspondientes para los planes de mantenimiento de los componentes de los sistemas eléctricos con lo que se pretende mejorar la confiabilidad y disponibilidad del sistemas, para ello se utilizó la metodología del análisis de datos de falla de la distribución de Weibull, con lo cual llegamos a la toma de decisiones y conclusiones.

**Palabras clave:** componente, confiabilidad, disponibilidad, distribución Weibull, falla, mantenibilidad, sistema.

## ABSTRACT

The present work of research has as objective to design a maintenance management system based on the reliability of the sub system power distribution, San Gaban-Ollachea power service company for Electro Puno S.A.A. located in the Region of Puno between 500 m.a.s.l. and 4800 m.a.s.l., applying the methodology based on reliability and failure analysis of the electric system's elements and components. For which will employ statistical methods that will allow a proper scheduling of preventive maintenance to critical items of equipment and electrical systems, which will be the description of tests for reliability of the data field and data collection methodology to be able to deduce the General functions of drive-ability. According to the results in the failure analysis, actions and recommendations were made, corresponding to the maintenance's plans of the electrical system components with what is aims to improve the reliability and availability of the systems, for this has been used the methodology of Failure Data Analysis of the Weibull distribution, which will reach a decision and final conclusion, to establish which is the most feasible to consider our system under study and reliable. Using the method of non-experimental, transversal and descriptive research.

**Keywords:** availability, component, distribution, fault, maintainability, reliability, system Weibull.

## INTRODUCCIÓN

En nuestra época, las empresas demuestran su capacidad competitiva por la cantidad y calidad de los recursos que se comprometen en el área de Mantenimiento, debido a la capacidad de ésta para generar beneficios a su más inmediato grupo de interés como es, el área de Producción. La principal ventaja que ofrece el Mantenimiento, reside en la consecución de que los Sistemas Productivos continúen desempeñando las funciones deseadas y de esta forma contribuir a conservar las actividades productivas, de las cuáles la empresa obtiene las utilidades económicas. En tal sentido la función del mantenimiento preventivo como función principal de conservación de los activos juega un rol importante por decir imprescindible dentro de lo que significa la gestión del mantenimiento, creando cada vez nuevas técnicas que nos ayudan a planificar con mayor certeza estos planes mejorando así la gestión del mantenimiento.

La función del mantenimiento ha crecido en importancia dentro de lo que significa el negocio de la energía y sus costos son identificados ahora como un componente importante ya que de ello depende el éxito de la gestión del mantenimiento lo que repercute directamente en los costos operacionales.

En este escenario, surge la necesidad de planificar e implementar la estructura del proceso de mantenimiento y las actividades relacionadas, para adecuarlo a las exigencias y tendencias actuales y lograr un adecuado nivel de confiabilidad, priorizando la atención de los equipos críticos y haciendo uso racional y económico de los recursos.

La evolución de las técnicas de mantenimiento ha ido siempre en consonancia con las evoluciones tecnológicas, lo que ha permitido incrementar significativamente el aprendizaje acerca del comportamiento degenerativo interno de los equipos que hace tan sólo unos cuantos años era prácticamente desconocido.

Cabe destacar la idea de que el mantenimiento tiene como principal función hacer que los sistemas no se averíen y que además permanezcan operativos durante el mayor tiempo posible. (Hernández, 2013).

## CAPÍTULO I

### PROBLEMÁTICA DE LA INVESTIGACIÓN

#### 1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La ejecución de las tareas de mantenimiento está asociada con los costos, como consecuencias de no tener el sistema disponible para la operación. En el área de estudio se evidencia el incremento de estos, por el número de fallas y el tiempo de paradas no programadas; evidenciando la carencia de no tener un sistema de gestión de mantenimiento preventivo eficiente aplicado a las redes de distribución eléctrica en media tensión, afectando la disponibilidad del servicio eléctrico.

De lo planteado el presente estudio se justifica por cuanto la cantidad de interrupciones del servicio producidas por fallas presentes en las redes de distribución de energía eléctrica, son recurrentes en el tiempo, lo que ocasiona paradas o cortes de energía no programados que afecta directamente a la producción y a la vez ocasiona pérdidas económicas tanto

a la empresa como a los usuarios finales y a la población afectando a la calidad del servicio.

La disponibilidad de las instalaciones, junto con los diversos equipos y componentes, dependen de la manera como se lleva a cabo la Gestión de Mantenimiento, por tal motivo se ha considerado realizar una investigación con el propósito de diseñar un Modelo de Gestión de Mantenimiento en el sub sistema de distribución eléctrica.

Plantear un modelo de Gestión de mantenimiento que considere la criticidad de los elementos y componentes de las redes de distribución de energía eléctrica, es el objetivo de la presente investigación.

El diseño de este Modelo será significativo para las empresas del sector eléctrico, al brindarles la posibilidad de beneficiarse de manera directa, permitiendo aumentar la disponibilidad y confiabilidad de sus equipos. Además representa un beneficio para los clientes, porque contribuye a garantizar la satisfacción de sus necesidades en el tiempo requerido y con la calidad especificada.

#### **1.1.1. Descripción de la realidad problemática.**

Los mantenimientos preventivos permiten detectar fallos repetitivos, aumentar la vida útil de equipos, disminuir costos de reparaciones, detectar puntos débiles en la instalación entre otros, son realizados de forma programada. En el caso de las redes de distribución de San Gabán Ollachea, estos mantenimientos se realizan puramente correctivos y muy poco o casi inexistente plan de Mantenimiento Planificado. Teniendo de esta manera una considerable cantidad de

mantenimiento no programado lo que significa un gran número de interrupciones del servicio de energía eléctrica perjudicando de esta manera a los usuarios finales lo que trae como consecuencia la mala calidad del servicio de energía y pérdidas económicas a la empresa y a los usuarios finales.

### **1.1.2. Territorio**

La zona del estudio se encuentra ubicada en la región de Puno, Provincia de Carabaya, distrito de San Gabán y Ollachea, en la región selva. Geográficamente se sitúa entre las coordenadas UTM (WGS84) 17M: 341 691E, 8 490 823N; 17M: 341 691E, 8 606 937N; 17M: 479 581E, 8 606 937N y 17M: 479 581E, 8 490 823 a una altitud promedio de 500 a 4000 m.s.n.m

El Distrito de San Gabán cuenta con una superficie de 2029.22 Km<sup>2</sup>, lo que representa el 16.54% de la superficie total de la Provincia de Carabaya, siendo uno de los distritos con mayor superficie juntamente con el Distrito de Ollachea 595.79 Km<sup>2</sup> que presenta un 21.4% de la superficie de la provincia de Carabaya.

### **1.1.3. Aspectos Socio-Económicos**

En el Distrito de San Gabán y Ollachea, según el Censo Nacional 2007 XI de Población y VI de Vivienda, considera como la principal actividad económica la agricultura, ganadería, caza y silvicultura, según el censo del 2007 un 60% de la población se dedica a esta actividad, seguido por un 8% que se dedican al comercio en menor escala, 7% a la explotación de minas y canteras, 6% al transporte, almacenamiento y

comunicaciones; siendo estas las actividades económicas más representativas del Distrito.

La principal vía de acceso a la localidad de San Gabán es por la vía terrestre, a través de la Carretera Interoceánica, que une las costas del Océano Pacífico con las costas del Océano Atlántico, que en el Perú va desde los Puertos de Ilo, Matarani y Marcona hasta la frontera con Brasil (Iñapari).

### CUADRO 1

#### POBLACIÓN DE SAN GABÁN OLLACHEA

N°	DISTRITOS	ALTITUD (m.s.n.m.)	SUPERFICIE (Km2)	%
1	MACUSANI	4315	1029.56	8.39
2	AJOYANI	4250	413.11	3.37
3	AYAPATA	3475	1091.61	8.9
4	COASA	3783	3572.92	29.13
5	CORANI	3986	852.99	6.95
6	CRUCERO	4124	836.37	6.82
7	ITUATA	3770	1200.79	9.79
8	OLLACHEA	2785	595.79	4.86
9	SAN GABAN	580	2029.22	16.54
10	USICAYOS	3778	644.04	5.25
<b>TOTAL</b>			<b>12 266.4</b>	<b>100%</b>

Fuente: INEI-Puno (2016)

#### 1.1.4. Formulación del problema

En base a las ventajas y desventajas nombradas anteriormente y a las investigaciones realizadas sobre situaciones similares en distintas ciudades en la región, el País y el mundo, se ha planteado la necesidad

de analizar: ¿Cómo es la Gestión de Mantenimiento de las redes de distribución de energía en el Sector Eléctrico?, en función de mejorar el proceso de mantenimiento y lograr la optimización de recursos.

#### **1.1.5. Problema general**

¿Cuál sería el procedimiento eficiente y adecuado de la Gestión de Mantenimiento para pronosticar el comportamiento futuro basado en la Confiabilidad, de las Redes del Sub Sistema De Distribución Eléctrico 22.9/13.2 KV de San Gabán – Ollachea?

#### **1.1.6. Formulación de los problemas específicos**

- ✓ ¿El diseño de un programa de Gestión de mantenimiento de las Redes Eléctricas del Sistema de Distribución del Servicio Eléctrico 22.9/13.2 KV San Gabán – Ollachea permitirá pronosticar las fallas?
- ✓ ¿Será posible la identificación de las fallas y elementos críticos de las Redes Eléctricas del Sistema de Distribución del Servicio Eléctrico 22.9/13.2 KV San Gabán – Ollachea, para prevenir las fallas del sistema?
- ✓ ¿Se podrá realizar la propuesta respectiva del plan de mantenimiento de las Redes Eléctricas del Sistema de Distribución del Servicio Eléctrico 22.9/13.2 KV San Gabán – Ollachea basado en la confiabilidad aplicando la metodología de Weibull?

## 1.2. JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO DE TESIS

El presente estudio se justifica por cuanto la cantidad de interrupciones del servicio producidas por fallas presentes en las redes de distribución de energía eléctrica, son recurrentes en el tiempo, lo que ocasiona paradas o cortes de energía no programados que afecta directamente a la producción y a la vez ocasiona pérdidas económicas tanto a la empresa como a los usuarios finales y a la población afectando a la calidad del servicio.

La disponibilidad de las instalaciones, junto con los diversos equipos y componentes, dependen de la manera como se lleva a cabo la Gestión de Mantenimiento, por tal motivo se ha considerado realizar una investigación con el propósito de diseñar un Modelo de Gestión de Mantenimiento en el sub sistema de distribución eléctrica.

Partiendo de la problemática propuesta, surge la necesidad de justificar la investigación sobre el Estudio de la Gestión de Mantenimiento, que permita el cumplimiento de los objetivos planteados.

### 1.2.1 Justificación metodológica

Desde el punto de vista metodológico, la investigación se fundamenta en la utilización de procedimientos y técnicas de recolección de datos, entre ellas el histórico de fallas, el cual permitirá obtener información documental y empírica sobre la variable de investigación definida: Gestión de Mantenimiento.

### **1.2.2 Justificación socioeconómica**

Su justificación social y económica gira en torno al impacto a la comunidad que podría traer una Gestión de mantenimiento inadecuada. Con este trabajo se espera obtener una propuesta que permita llevar a cabo una gestión de mantenimiento adecuado y óptimo que se traduzca en una menor afectación desde el punto de vista del servicio eléctrico al sistema de distribución de las localidades de San Gabán Ollachea.

### **1.2.3 Justificación técnica**

La justificación técnica está basada en la necesidad de analizar la Gestión de Mantenimiento debido a su trascendencia en el Sector Eléctrico de las localidades de San Gabán Ollachea. Con este trabajo se espera obtener una propuesta que permita llevar a cabo una gestión de mantenimiento óptima, de acuerdo con la realidad actual.

Desde el punto de vista académico, esta investigación ofrecerá una referencia en lo que se refiere a la estructura interna de la gestión de mantenimiento del sector Eléctrico, específicamente en el área de distribución, sirviendo como precedente a futuras investigaciones.

Los resultados de la investigación servirán de apoyo a la organización en cuanto a las debilidades existentes.

### 1.3. OBJETIVOS

#### 1.3.1. Objetivo General

Diseñar un sistema de gestión de mantenimiento basado en la confiabilidad para las Redes Eléctricas del Sub Sistema de Distribución del Servicio Eléctrico 22.9/13.2 KV San Gabán – Ollachea.

#### 1.3.2. Objetivos Específicos

- ✓ Diseñar el programa de Gestión de mantenimiento de las Redes Eléctricas del Sistema de Distribución del Servicio Eléctrico 22.9/13.2 KV San Gabán – Ollachea, que permitirá pronosticar las fallas.
- ✓ Identificar las fallas y elementos críticos de las Redes Eléctricas del Sistema de Distribución del Servicio Eléctrico 22.9/13.2 KV San Gabán – Ollachea, para prevenir las fallas del sistema.
- ✓ Realizar la propuesta respectiva del plan de mantenimiento de las Redes Eléctricas del Sistema de Distribución del Servicio Eléctrico 22.9/13.2 KV San Gabán – Ollachea basado en la confiabilidad aplicando la metodología de Weibull.

### 1.4. HIPÓTESIS

#### 1.4.1 Hipótesis General

El diseño del programa de Gestión de Mantenimiento basado en la confiabilidad, permitirá la prevención de las fallas de las Redes del Sub

Sistema De Distribución Eléctrico 22.9/13.2 KV de San Gabán – Ollachea.

#### 1.4.2 Hipótesis Específicas

- ✓ El diseño de un programa de Gestión de mantenimiento de las Redes Eléctricas del Sistema de Distribución del Servicio Eléctrico 22.9/13.2 KV San Gabán – Ollachea, permitirá pronosticar las fallas.
- ✓ La identificación de las fallas y elementos críticos de las Redes Eléctricas del Sistema de Distribución del Servicio Eléctrico 22.9/13.2 KV San Gabán – Ollachea, servirá para prevenir las fallas del sistema.
- ✓ Se realizara la propuesta respectiva del plan de mantenimiento de las Redes Eléctricas del Sistema de Distribución del Servicio Eléctrico 22.9/13.2 KV San Gabán – Ollachea basado en la confiabilidad aplicando la metodología de Weibull.

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN.

Es el conjunto de dispositivos para transportar o guiar la energía eléctrica desde una fuente de generación a los centros de consumo (las cargas). Y estos son utilizados normalmente cuando no es costeable producir la energía eléctrica en los centros de consumo o cuando afecta el medio ambiente (visual, acústico o físico), buscando siempre maximizar la eficiencia, haciendo las pérdidas por calor o por radiaciones las más pequeñas posibles.

El sistema de energía eléctrico consta de varios elementos esenciales para que realmente la energía eléctrica tenga una utilidad en residencias, industrias, etc.

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

Después de ese proceso la energía creada se tiene que acondicionar de cierta manera para que en su transportación a los centros de consumo se tenga el mínimo de pérdidas de esa energía, y para eso está el proceso de elevación de voltaje.

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

Un sistema eléctrico de potencia incluye las etapas de generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica, y su función primordial es la de llevar esta energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo y por último entregarla al usuario en forma segura y con los niveles de calidad exigidos.

Las empresas distribuidoras tienen la obligación de dar servicio dentro de sus respectivas zonas de concesión, así como de respetar las tarifas máximas fijadas por la Autoridad para la venta de electricidad a sus clientes de bajo consumo.

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, 2006).

FIGURA 1

SUB SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

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 intermedias y/o finales de transformación.	$1\text{kV} \leq U < 30\text{kV}$
		SUB-SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN 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.			

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 / 220 V
- ✓ **Media Tensión** : 20,0 kV (\*), 22,9 kV, 33 kV, 22,9 / 13,2 kV, 33 / 19 kV
- ✓ **Alta Tensión** : 60 kV, 138 kV, 220 kV

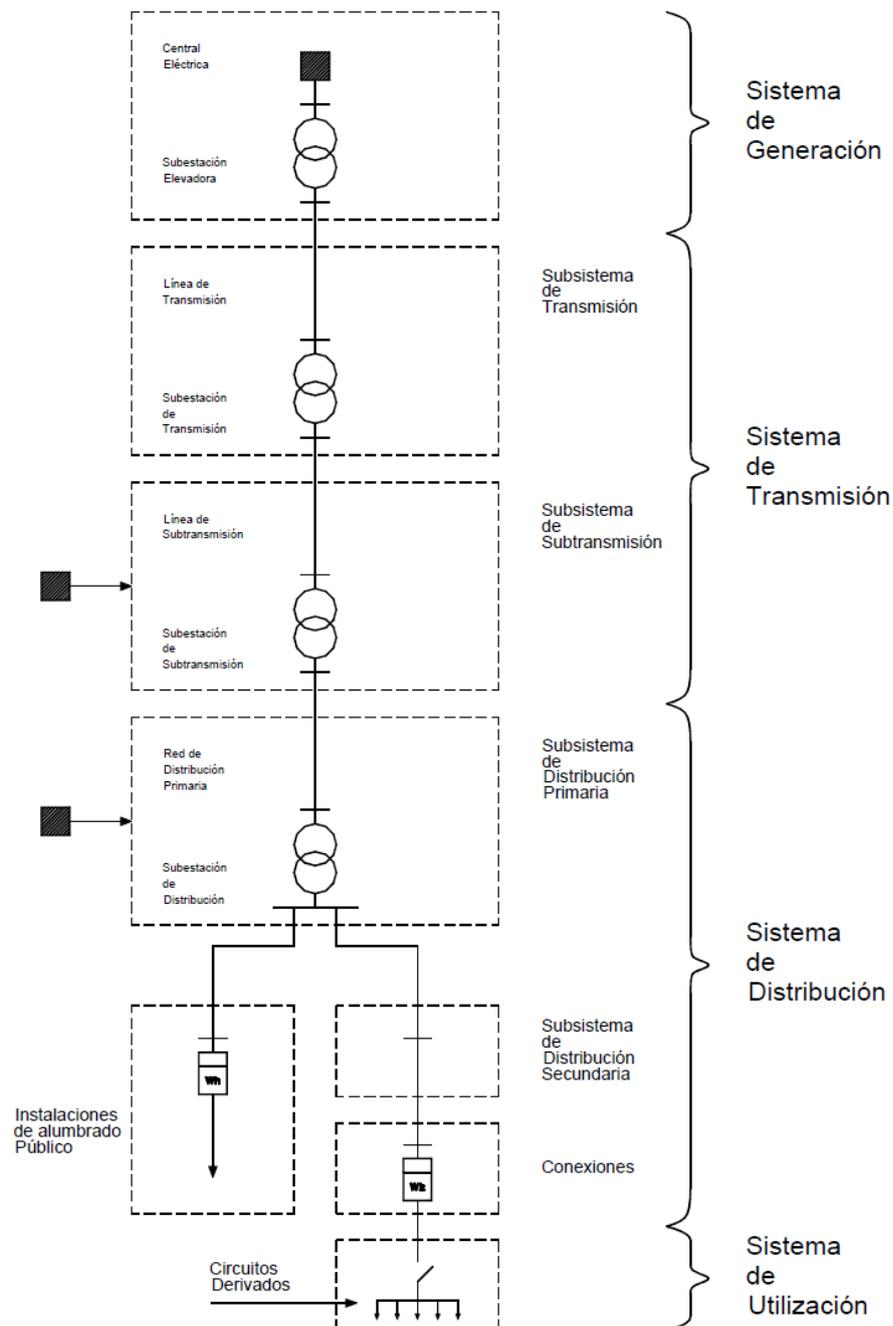
✓ **Muy alta Tensión** : 500 kV

(\*) Tensión nominal en media tensión considerada en la NTP-IEC 60038:

“Tensiones normalizadas IEC”. (MEM, 2012)

FIGURA 2

ESQUEMA GENERAL DE LA RED



Fuente: DGE Ministerio de Energía y Minas

## 2.2. ELEMENTOS DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN

Una red de distribución está constituida básicamente por tres (3) elementos:

- ✓ Conductores
- ✓ Aisladores
- ✓ Soportes
- ✓ Herrajes
- ✓ Sistemas de Protección
- ✓ Sub estaciones de distribución.

### 2.2.1. Conductores

Consiste de un cuerpo o un medio adecuado, utilizado como portador de corriente eléctrica. El material que forma un conductor eléctrico es cualquier sustancia que puede conducir una corriente eléctrica cuando este conductor se ve sujeto a una diferencia de potencial entre sus extremos. Esta propiedad se llama conductividad, y las sustancias con mayor conductividad son los metales.

Los materiales comúnmente utilizados para conducir corriente eléctrica son en orden de importancia: cobre, aluminio, aleaciones de cobre, hierro, acero.

La selección de un material conductor determinado es, esencialmente, un problema económico, el cual no solo considera las propiedades

eléctricas del conductor, sino también otras como: propiedades mecánicas, facilidad de hacer conexiones, su mantenimiento, la cantidad de soportes necesarios, las limitaciones de espacio, resistencia a la corrosión del material y otros. Los metales más comúnmente utilizados como conductores eléctricos son el cobre y el aluminio.

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

### **2.2.2. Aisladores**

Los aisladores en las redes de distribución sirven fundamentalmente para sujetar a los conductores, de manera que estos no se muevan en sentido longitudinal o transversal. Como su nombre lo indica, deben evitar la derivación de la corriente de la línea hacia tierra, ya que un aislamiento defectuoso acarrea pérdidas de energía y en consecuencia un aumento del gasto de explotación comercial del sistema.

Los aislantes cumplen la función de sujetar mecánicamente los conductores a las estructuras que los soportan, asegurando el aislamiento eléctrico entre estos dos elementos.

Así pues, por algunas décadas, las cualidades eléctricas y mecánicas de los aisladores no deberán ser destruidas, por ninguno de los esfuerzos de todo tipo que estarán sometidos. Además, deberán facilitar todo trabajo que pudiera efectuarse en la línea, aun mantenida en tensión eléctrica, sin perjudicar la recepción de las señales electromagnéticas, radio, televisión y otros, ni la estética si fuera posible. Los aisladores se pueden clasificar desde diferentes puntos de vista, según el material elegido para su manufactura: aisladores de vidrio, porcelana o de plástico. Según su uso de tiene aisladores de intemperie y aisladores de recintos cubiertos, aislador de suspensión o aisladores de amarre, así como también aisladores de apoyo. También se diferencia entre aisladores de corriente continua y de corriente alterna. (Logantt, 2007)

### **2.2.3. Soportes o Estructuras**

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

tales como vientos, nieve, lluvia, etc., y además deben de brindar una facilidad de instalación.

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

FIGURA 3

POSTES DE CONCRETO DE LA RED PRIMARIA SAN GABÁN



#### 2.2.4. Herrajes

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

- ✓ Herrajes de Fijación de cadena de aisladores.
- ✓ Herrajes para unir entre sí los extremos de la cadena de aisladores y los conductores.
- ✓ Herrajes para proteger los aisladores.
- ✓ Mordazas de amarre y suspensión
- ✓ Herrajes para el cable de guarda. (Logantt, 2007)

#### 2.2.5. Sistemas de Protección

Entre los principales elementos de protección de una red de distribución primaria podemos destacar los siguientes:

#### 2.2.6. Fusible tipo expulsión.

Está formado por un pequeño eslabón fusible, el cual al fundir provoca que el arqueo producido genere gases desionizantes del material vecino (ácido bórico, melanina, resinas fenólicas, fibra vulcanizada, resinas termo plásticas, tetracloruro de carbono, hexafloruro de azufre y otras) provocando una gran turbulencia alrededor del arco, de manera que cuando la corriente pasa por un valor natural cero, el canal de arco se

reduce a un mínimo quedando interrumpido el flujo de corriente, pudiéndose expulsar los gases hacia el exterior del fusible, por lo que no se usa en interiores.

### 2.2.7. Apartarrayos.

Básicamente es un dispositivo que nos sirve para eliminar sobre voltajes transitorios de las líneas de distribución eléctrica. Estos sobre voltajes se producen por descargas atmosféricas sobre las líneas o por cambios repentinos en las condiciones del sistema (como operaciones de apertura/cierre, fallas, cierre de cargas, etc.). CFE actualmente requiere que en la mayoría de los diseños de subestaciones se integren apartarrayos.

FIGURA 4

HERRAJES Y EQUIPO DE PROTECCIÓN RP SAN GABÁN



### 2.2.8. Sistema de puesta a tierra

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

La función del sistema de puesta a tierra es doble:

Proporcionar un camino de impedancia suficientemente baja, vía los conductores de tierra, de regreso a la fuente de energía, de tal modo que ante el evento de una falla a tierra de un conductor activo, fluya por una ruta predeterminada una corriente suficiente, que permita operar al dispositivo de protección del circuito.

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

En sistemas de baja tensión con neutro con múltiples puesta a tierra, la resistencia de puesta a tierra del neutro en los puntos más

desfavorables, estando conectadas todas las puestas a tierra, no deberá superar los siguientes valores:

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

### **2.2.9. Subestación**

Conjunto de instalaciones, incluyendo las eventuales edificaciones requeridas para albergarlas, destinado a la transformación de la tensión eléctrica y al seccionamiento y protección de circuitos o sólo al seccionamiento y protección de circuitos y está bajo el control de personas calificadas. (MEM, 2012)

### **2.2.10. Transformadores.**

Es el principal elemento dentro de una subestación eléctrica porque es el encargado de alimentar la carga total de la industria o proyecto correspondiente, es decir nos permite manejar los voltajes a niveles de utilización adecuados según sean los requerimientos de la instalación, este dispositivo se encarga de transferir energía eléctrica de un circuito a otro sin alterar la frecuencia, trabaja mediante el principio de la inducción electromagnética, dependiendo su tipo, tiene circuitos eléctricos que están eslabonados magnéticamente y aislados eléctricamente, en su forma más simple, un transformador consiste en dos devanados conductores que se ejercen inducción mutua. El primario es el devanado que recibe la potencia eléctrica y el secundario es el equipo que puede entregarla a una red exterior.

En las instalaciones eléctricas de media tensión industriales es más utilizada la transformación de potencia trifásica para cubrir la demanda que se requiere, para llevar a cabo sus funciones se prefiere utilizar un transformador trifásico ante un banco de tres unidades monofásicas debido al ahorro que esto conlleva económicamente hablando básicamente por el material que se utiliza en los núcleos. (PROCOBRE, 2001).

FIGURA 5

SUB ESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA RP SAN GABÁN



## 2.3. MANTENIMIENTO

### 2.3.1. Historia y evolución del mantenimiento

Desde el principio de los tiempos, el Hombre siempre ha sentido la necesidad de mantener su equipo, aún las más rudimentarias herramientas o aparatos. La mayoría de las fallas que se experimentaban eran el resultado del abuso y esto sigue sucediendo en la actualidad. Al principio solo se hacía mantenimiento cuando ya era imposible seguir usando el equipo. A eso se le llamaba "Mantenimiento de Ruptura o Reactivo"

Fue hasta 1950 que un grupo de ingenieros japoneses iniciaron un nuevo concepto en mantenimiento que simplemente seguía las recomendaciones de los fabricantes de equipo acerca de los cuidados que se debían tener en la operación y mantenimiento de máquinas y sus dispositivos.

Esta nueva tendencia se llamó "Mantenimiento Preventivo". Como resultado, los gerentes de planta se interesaron en hacer que sus supervisores, mecánicos, electricistas y otros técnicos, desarrollaran programas para lubricar y hacer observaciones clave para prevenir daños al equipo. Aun cuando ayudó a reducir pérdidas de tiempo, el Mantenimiento Preventivo era una alternativa costosa. La razón: Muchas partes se reemplazaban basándose en el tiempo de operación, mientras podían haber durado más tiempo. También se aplicaban demasiadas horas de labor innecesariamente.

Los tiempos y necesidades cambiaron, en 1960 nuevos conceptos se establecieron, "Mantenimiento Productivo" fue la nueva tendencia que determinaba una perspectiva más profesional. Se asignaron más altas responsabilidades a la gente relacionada con el mantenimiento y se hacían consideraciones acerca de la confiabilidad y el diseño del equipo y de la planta. Fue un cambio profundo y se generó el término de "Ingeniería de la Planta" en vez de "Mantenimiento", las tareas a realizar incluían un más alto nivel de conocimiento de la confiabilidad de cada elemento de las máquinas y las instalaciones en general.

Diez años después, tomó lugar la globalización del mercado creando nuevas y más fuertes necesidades de excelencia en todas las actividades. Los estándares de "Clase Mundial" en términos de mantenimiento del equipo se comprendieron y un sistema más dinámico tomó lugar. TPM es un concepto de mejoramiento continuo que ha probado ser efectivo.

Primero en Japón y luego de vuelta a América (donde el concepto fue inicialmente concebido, según algunos historiadores). Se trata de participación e involucramiento de todos y cada uno de los miembros de la organización hacia la optimización de cada máquina.

Esta era una filosofía completamente nueva con un planteamiento diferente y que se mantendrá constantemente al día por su propia esencia. Implica un mejoramiento continuo en todos los aspectos y se le denominó TPM. Tal como lo vimos en la definición, TPM son las siglas en inglés de "Mantenimiento Productivo Total", también se puede

considerar como "Mantenimiento de Participación Total" o "Mantenimiento Total de la Productividad".

El propósito es transformar la actitud de todos los miembros de la comunidad industrial.

Toda clase y nivel de trabajadores, operadores, supervisores, ingenieros, administradores, quedan incluidos en esta gran responsabilidad. La "Implementación de TPM" es un objetivo que todos compartimos. También genera beneficios para todos nosotros.

Mediante este esfuerzo, todos nos hacemos responsables de la conservación del equipo, el cual se vuelve más productivo, seguro y fácil de operar, aún su aspecto es mucho mejor. La participación de gente que no está familiarizada con el equipo enriquece los resultados pues en muchos casos ellos ven detalles que pasan desapercibidos para quienes vivimos con el equipo todos los días. (Chinchay, 2010)

### **2.3.2. Unidad de Mantenimiento**

El enfoque sistémico puro de mantenimiento admite el reconocimiento de tres elementos fundamentales:

Mantenedores (Personas), máquinas o equipos industriales o de operación (Artefactos) y sitios físicos donde se prestan los servicios de mantenimiento (Entorno).

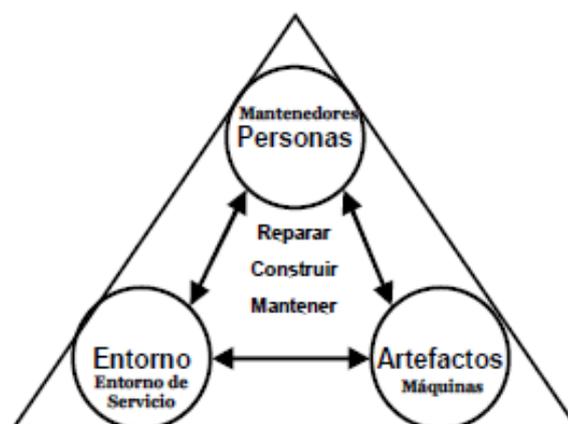
Para poder hallar la función básica de un sistema de mantenimiento es posible utilizar la definición de ingeniería que se describe en la Clasificación Internacional Uniforme de Ocupaciones de la Oficina

Internacional del Trabajo, donde enuncia que algunas de las funciones de los arquitectos, ingenieros y afines son: construcción, reparación y mantenimiento de edificios, obras públicas, etc. Y en especial de aplicaciones industriales como máquinas y equipos, entre otras (CIUO-88- OIT, 1991,59); el mantenimiento es una ciencia que se aplica en elementos, máquinas o sistemas productivos generados por el ser humano, donde su fin es preservar los equipos industriales mediante su construcción, reparación o mantenimiento.

El mantenimiento y la reparación son partes esenciales del objeto de estudio en ingeniería de fábricas, entendiéndose la función de mantenimiento dependiente del ciclo de vida de las máquinas en sus tres etapas y la función de reparación como una especie de mantenimiento especializado en un estado de uso (o abuso) más avanzado del equipo, es decir con una mantenibilidad más reducida. (Gutiérrez, 2005).

FIGURA 6

## UNIDAD ELEMENTAL DE MANTENIMIENTO



Fuente: (Gutiérrez, 2005).

La construcción figura como elemento estructural en el esquema sugerido por el Autor Rey Sacristán para comprender el marco del mantenimiento tero tecnológico (Husband, 1976) (Darnell y otro, 1975) (Thompson, 1980), donde los usuarios (AOD53), los constructores, compradores y demás entidades o personas relacionadas con el cuerpo o la función de equipos industriales son vitales en el diseño de esquemas de gestión de mantenimiento (Rey, 1996).

El mantenimiento y la reparación son partes esenciales del objeto de estudio en ingeniería de fábricas, entendiéndose la función de mantenimiento dependiente del ciclo de vida de las máquinas en sus tres etapas (mantenimiento, reparación o sustitución) y la función de reparación como una especie de mantenimiento especializado en un estado de uso (o abuso) más avanzado del equipo, es decir con una mantenibilidad<sup>54</sup> más reducida.

#### FIGURA 7

#### FUNCIONES PRIMARIAS DE MANTENIMIENTO.

<b>1. Mantener</b>
<b>2. Reparar</b>
<b>3. Construir</b>

Fuente: (Gutiérrez, 2005).

## 2.4. TIPOS DE MANTENIMIENTO

### 2.4.1. Mantenimiento correctivo

Se entiende por mantenimiento correctivo la corrección de las averías o fallas, cuando éstas se presentan. Es la habitual reparación tras una avería que obligó a detener la instalación o máquina afectada por el fallo.

Históricamente, el mantenimiento nace como servicio a la producción. Lo que se denomina Primera Generación del Mantenimiento cubre el periodo que se extiende desde el inicio de la revolución industrial hasta la Primera Guerra Mundial. En estos días la industria no estaba altamente mecanizada, por lo que el tiempo de paro de maquina no era de mayor importancia. Esto significaba que la prevención de las fallas en los equipos no era una prioridad para la mayoría de los gerentes.

A su vez, la mayoría de los equipos eran simples, y una gran cantidad estaba sobredimensionada. Esto hacía que fueran fiables y fáciles de reparar. Como resultado no había necesidad de un mantenimiento sistematizado más allá de limpieza y lubricación, y por ello la base del mantenimiento era puramente correctiva.

Las posteriores generaciones del mantenimiento trajeron el preventivo sistemático, el predictivo, el proactivo, el mantenimiento basado en fiabilidad, etc. Y aun así, una buena parte de las empresas basan su mantenimiento exclusivamente en la reparación de averías que surgen, e incluso algunas importantes empresas sostienen que esta forma de actuar es la más rentable. En otras muchas, las tareas correctivas suponen un alto porcentaje de su actividad y son muy pocas las empresas que han

planteado como objetivo reducir a cero este tipo de tareas (objetivo cero averías) y muchas menos las que lo han conseguido. (Garrido, 2009)

#### **2.4.2. Mantenimiento correctivo: programado y no programado**

Existen dos formas diferenciadas de mantenimiento correctivo: el programado y no programado. La diferencia entre ambos radica en que mientras el no programado supone la reparación de la falla inmediatamente después de presentarse, el mantenimiento correctivo programado o planificado supone la corrección de la falla cuando se cuenta con el personal, las herramientas, la información y los materiales necesarios y además el momento de realizar la reparación se adapta a las necesidades de producción. La decisión entre corregir un fallo de forma planificada o de forma inmediata suele marcarla la importancia del equipo en el sistema productivo: si la avería supone la parada inmediata de un equipo necesario, la reparación comienza sin una planificación previa. Si en cambio, puede mantenerse el equipo o la instalación operativa aún con ese fallo presente, puede posponerse la reparación hasta que llegue el momento más adecuado.

La distinción entre correctivo programado y correctivo no programado afecta en primer lugar a la producción. No tiene la misma afección el plan de producción si la parada es inmediata y sorpresiva que si se tiene cierto tiempo para reaccionar. Por tanto, mientras el correctivo no programado es claramente una situación indeseable desde el punto de vista de la producción, los compromisos con clientes y los ingresos, el correctivo programado es menos agresivo con todos ellos.

En segundo lugar, afecta a un indicador llamado 'Fiabilidad'. Este indicador, del que se hablará en el apartado 16.4.38 Garantías, no incluye las paradas planificadas (en general, las que se pueden programar con más de 48 horas de antelación). (Garrido, 2009)

#### **2.4.3. El mantenimiento Preventivo.**

El mantenimiento preventivo es la ejecución de un sistema de inspecciones periódicas programadas racionalmente sobre el activo fijo de la planta y sus equipos con el fin de detectar condiciones y estados inadecuados de esos elementos que puedan ocasionar circunstancialmente paros en la producción o deterioro grave de máquinas, equipos o instalaciones, y realizar en forma permanente el cuidado de mantenimiento adecuado de la planta para evitar tales condiciones, mediante la ejecución de ajustes o reparaciones, mientras las fallas potenciales están en estado inicial de desarrollo. (Álvarez, 2004)

En algunos casos, vale la pena sustituir un dispositivo que funciona antes de que falle. En general, el motivo por el que se sustituye un dispositivo que funciona es que el coste de hacerlo es pequeño en comparación con el coste de responder a un fallo que ocurra durante el funcionamiento del dispositivo, un fallo en el campo. Históricamente, se han definido dos tipos de políticas de mantenimiento preventivo. Se designan como «sustitución por edad» y «sustitución en bloque». Ambas pueden ser analizadas utilizando los conceptos de procesos de renovación desarrollados anteriormente. Más recientemente, se ha hecho la distinción entre una «reparación mínima», en la que un dispositivo que ha fallado se pone de

nuevo en funcionamiento sin que ello modifique el riesgo, y una reparación completa que resulta en una función de riesgo correspondiente a un nuevo dispositivo. Los nuevos resultados relativos a la reparación mínima y a varios otros (Nachlas, 1995)

El objetivo del mantenimiento preventivo es aumentar al máximo la disponibilidad y confiabilidad del equipo llevando acabo un mantenimiento planeado, basado en las inspecciones planificadas y programadas de los posibles puntos a falla. (Álvares, 2004).

Es el conjunto de tareas de mantenimiento programadas que siguen un orden sistemático en un período de tiempo establecido y que tienen la finalidad de evitar fallos repentinos, paradas de producción inesperadas y mejorar la confiabilidad del equipo. Este tipo de mantenimiento incluye actividades como:

Inspecciones rutinarias. Se realizan inspecciones al equipo importante de la planta para determinar si está funcionando correctamente y determinar si es necesaria o no la intervención.

Reemplazo de piezas y Reparaciones programadas. Después de cierto período de tiempo de operación, es necesario cambiar componentes de la maquinaria y hacer reparaciones para garantizar un buen desempeño de la misma.

Overhaul. Es una reparación mayor que se realiza con la finalidad de regresar al equipo, lo más cerca posible, a las condiciones originales de operación.

#### 2.4.4. Mantenimiento predictivo

El mantenimiento predictivo es una técnica para pronosticar el punto futuro de falla de un componente de una máquina, de tal forma que dicho componente pueda reemplazarse, con base en un plan, justo antes de que falle. Así, el tiempo muerto del equipo se minimiza y el tiempo de vida del componente se maximiza.

La técnica está basada en el hecho que la mayoría de las partes de la máquina darán un tipo de aviso antes de que fallen. Para percibir los síntomas con que la máquina nos está advirtiendo requiere varias pruebas no destructivas, tal como análisis de aceite, análisis de desgaste de partículas, análisis de vibraciones y medición de temperaturas.

El uso de estas técnicas, para determinar el estado de la máquina dará como resultado un mantenimiento mucho más eficiente, en comparación con los tipos de mantenimiento anteriores.

El mantenimiento predictivo permite que la gerencia de la planta tenga el control de las máquinas y de los programas de mantenimiento y no al revés. En una planta donde se usa el mantenimiento predictivo el estado general de las máquinas esta conocido en cualquier momento y una planificación más precisa será posible.

El mantenimiento predictivo usa varias disciplinas. La más importante de estas es el análisis periódico de vibraciones. Se ha demostrado varias veces que de todas las pruebas no destructivas, que se pueden llevar a cabo en una máquina, la firma de vibraciones proporciona la cantidad de información más importante acerca de su funcionamiento interno.

En algunas máquinas que podrían afectar de manera adversa las operaciones de la planta si llegarían a fallar, se puede instalar un monitor de vibración continuo. En este monitor, una alarma se prenderá cuando el nivel de vibraciones rebasa un valor predeterminado.

De esta manera se evitan fallas que progresan rápidamente, y causan un paro catastrófico. (Smith, 2003)

#### **2.4.5. Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad**

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

RCM se basa en analizar los fallos potenciales que puede tener una instalación, sus consecuencias y la forma de evitarlos. Fue documentado por primera vez en un informe escrito por F.S. Nowlan y H.F. Heap y publicado por el Departamento de Defensa de los Estados Unidos de América en 1978. Desde entonces, el RCM ha sido usado para diseñar el mantenimiento y la gestión de activos en todo tipo de actividad industrial y en prácticamente todos los países industrializados del mundo. Este proceso definido por Nowlan y Heap sirvió de base para el desarrollo del

RCM, que ha sido mejorado y refinado con su uso y con el paso del tiempo. Muchas de las posteriores evoluciones de la idea original conservan los elementos clave del proceso ideado por Nowlan y Heap. Sin embargo el uso extendido del nombre “RCM” ha llevado a que surjan un gran número de metodologías de análisis de fallos que difieren significativamente del original, pero que sus autores también llaman “RCM”. Muchos de estos otros procesos no alcanzan los objetivos definidos por Nowlan y Heap, y algunos son incluso contraproducentes. En general tratan de abreviar y resumir el proceso, lo que lleva en algunos casos a desnaturalizarlo completamente. (Garrido, 2009).

#### **2.4.6. Antecedentes del MCC**

El Mantenimiento Centrado en Confiabilidad se originó hacia el final de la década de los años 60, en un esfuerzo conjunto del gobierno y la industria aeronáutica norteamericana, a fin de establecer un proceso lógico y diseñar actividades de mantenimiento apropiadas con frecuencias óptimas para estas actividades, para atender el advenimiento de nuevas aeronaves de mayor tamaño, capacidad y complejidad, así como el crecimiento del parque aéreo. La complejidad de los nuevos sistemas hacía casi imposible que los mismos fueran mantenidos con los antiguos conceptos y políticas. El objetivo de este grupo de trabajo fue establecer procedimientos de mantenimiento apropiados que permitieran reducir los tiempos de parada por mantenimiento, reducir los costos de mantenimiento e incrementar la seguridad de los vuelos.

Como resultado de este esfuerzo se publicó el documento “MSG-1: Maintenance Evaluation and Program Development”, el cual formaliza y establece nuevos criterios para el desarrollo de programas de mantenimiento. A partir de este documento la orientación cambia desde la evaluación de las funciones del equipo hacia el análisis de las funciones del sistema.

Posteriormente, se publicó el documento MSG-2 para generalizar en toda la industria aeronáutica el uso de los procedimientos desarrollados en el MSG-1. En este segundo documento se incorporó una herramienta simple pero poderosa, llamada árbol de decisión lógico. Un árbol de decisión lógico es un diagrama que provee una secuencia de preguntas acerca de una serie de posibles eventos y sus consecuencias, estructurado de manera lógica y jerárquica. Cada pregunta en el árbol de decisión sólo puede ser contestada con un SI ó NO. La respuesta a cada pregunta puede conducir a una acción ó a la próxima pregunta en la secuencia.

El árbol es semejante a un mapa lógico de carreteras. Cada posible falla de un sistema es categorizada mediante la aplicación del árbol lógico de preguntas, conduciendo al evaluador a un análisis lógico que finaliza al obtener una respuesta SI. En cada respuesta NO, el evaluador continúa con la siguiente pregunta en la secuencia. Si se alcanza el final del árbol, entonces la conclusión lógica es que no se requiere ninguna actividad para la falla bajo evaluación.

El documento MSG-2 se convirtió en un estándar de la industria aeronáutica para el diseño y ejecución de políticas de mantenimiento, el

cual contiene los lineamientos de lo que actualmente se denomina mantenimiento centrado en confiabilidad.

El éxito del RCM en la industria aeronáutica no tuvo precedentes. En un período de 16 años posterior a su implantación, las aerolíneas comerciales no tuvieron incremento en los costos unitarios de mantenimiento, aún cuando el tamaño y complejidad de las aeronaves, así como los costos de labor se incrementaron durante el mismo período. También, para el mismo período, se incrementaron los records de seguridad de las aerolíneas.

Los beneficios obtenidos por la industria aeronáutica no fueron un secreto y pronto el mcc fue adaptado y adecuado a las necesidades de otras industrias, tales como la de generación de potencia mediante energía nuclear y solar, manufacturera, de procesamiento de alimentos, minera, transporte marítimo, de procesamiento de hidrocarburos y productos químicos, así como el ambiente militar. En todas ellas se presentan resultados exitosos en mantener o incrementar la disponibilidad y al mismo tiempo obtener ahorros en los costos del mantenimiento, mediante la aplicación del MCC. Todavía, algunos detalles del método se encuentran en desarrollo para adaptarse a las cambiantes necesidades de una amplia variedad de industrias (Méndez, 2007).

#### **2.4.7. Concepto del MCC**

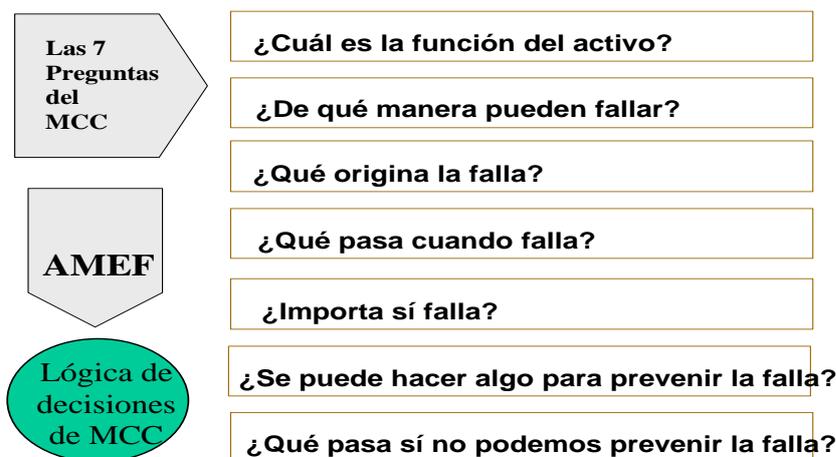
El MCC sirve de guía para identificar las actividades de mantenimiento con sus respectivas frecuencias a los activos más importantes de un contexto operacional. Esta no es una fórmula matemática y su éxito se apoya principalmente en el análisis funcional de los activos de un

determinado contexto operacional, realizado por un equipo natural de trabajo. “El esfuerzo desarrollado por el equipo natural permite generar un sistema de gestión de mantenimiento flexible, que se adapta a las necesidades reales de mantenimiento de la organización, tomando en cuenta, la seguridad personal, el ambiente, las operaciones y la razón costo/beneficio” (Jones, 1995)

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

FIGURA 8

SIETE PREGUNTAS CLAVES DEL MCC



Fuente:(Jones, 1995).

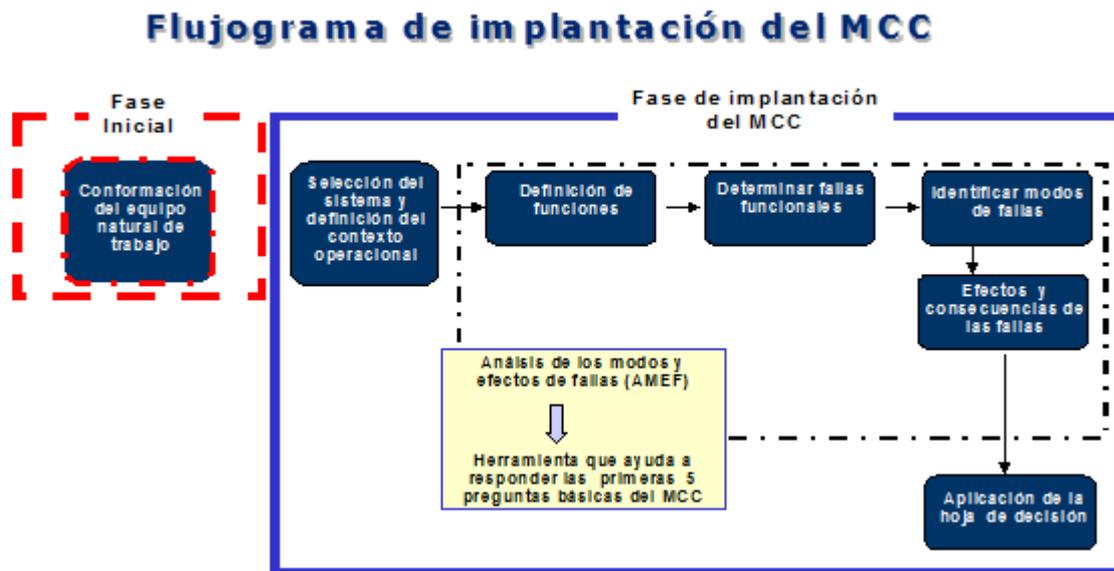
**2.4.8. Proceso de implantación del MCC**

A continuación se presenta el esquema propuesto para implantar el MCC. El éxito del proceso de implantación del MCC, dependerá básicamente del desempeño del equipo natural de trabajo, el cual se encargará de

responder las siete preguntas básicas del MCC, siguiendo el siguiente esquema:

FIGURA 9

PROCESO DE IMPLANTACIÓN DEL MCC



Fuente: (Jones, 1995).

**2.4.9. Conformación de los Equipos Naturales de Trabajo**

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

FIGURA 10

## INTEGRANTES DE UN EQUIPO NATURAL DE TRABAJO



Fuente:(Jones, 1995)

#### 2.4.10. Características de los Equipos naturales:

**Alineación:** Cada miembro está comprometido con los acuerdos del equipo. Esto demanda que la misión y visión sea compartida por todos. En este sentido la tendencia es sacarle provecho a los desacuerdos y conflictos para integrar los aportes de los miembros, a fin de lograr soluciones efectivas.

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

**Comprensión:** La comprensión es un compromiso compartido. Esto requiere habilidad para distinguir entre “puntos de vista”, “interpretaciones”

y “los hechos”, para así coordinar y divulgar el propio punto de vista y ayudar a los otros a considerarlo y considerar el punto de vista del otro.

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

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

FIGURA 11

ROLES DE LOS PARTICIPANTES



Fuente: (Jones, 1995).

“La experiencia de analistas expertos en MCC, ha demostrado claramente que la mayor eficiencia y significancia de los resultados obtenidos por el MCC, es a partir del análisis a los distintos “sistemas” como nivel de detalle

de una organización. En la mayoría de las plantas, los “sistemas” son usualmente identificados, y estos son usados para realizar los bloques lógicos funcionales e identificar los procesos asociados al sistema, para los esquemáticos de planta y tuberías y para los diagramas de instrumentación, razones por las cuales el nivel de detalle referido al análisis de los sistemas, ofrece la información más detallada y precisa”.

#### **2.4.11. Jerarquización de sistemas**

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

#### **2.4.12. Análisis de los modos y efectos de Falla. (AMEF)**

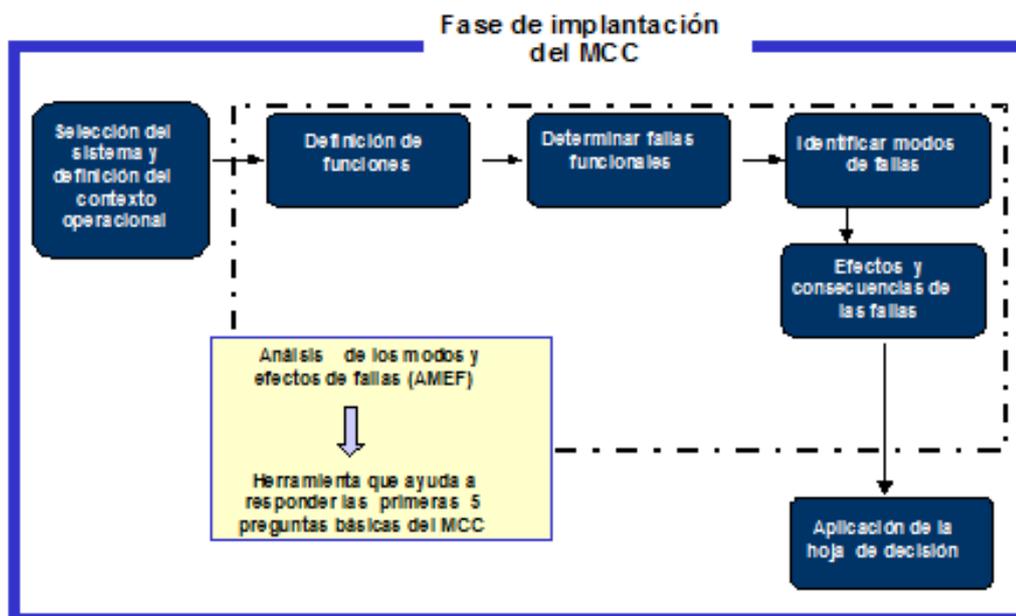
El Análisis de los Modos y Efectos de Fallas (AMEF), constituye la herramienta principal del MCC, para la optimización de la gestión de mantenimiento en una organización determinada. El AMEF es un método sistemático que permite identificar los problemas antes que estos ocurran y puedan afectar o impactar a los procesos y productos en un área determinada, bajo un contexto operacional dado. Hay que tener presente que la realización del AMEF, constituye la parte más importante del proceso de implantación del MCC, ya que a partir del análisis realizado por los grupos de trabajo MCC, a los distintos activos en su contexto

operacional, se obtendrá la información necesaria para poder prevenir las consecuencias o efectos de las posibles fallas, a partir de la selección adecuada de actividades de mantenimiento, las cuales actuarán sobre cada modo de falla y sus posibles consecuencias.

FIGURA 12

FLUJO GRAMA PARA EL DESARROLLO DEL AMEF

## Flujograma de implantación del AMEF



Fuente: (Jones, 1995).

Por lo expresado anteriormente, se deduce que el objetivo básico del AMEF, es encontrar todas las formas o modos en los cuales puede fallar un activo dentro de un proceso, e identificar las posibles consecuencias o efectos de las fallas en función de tres criterios básicos para el MCC:

seguridad humana, ambiente y operaciones(producción). Para poder cumplir con este objetivo, los grupos de trabajo MCC, deben realizar el AMEF siguiendo la siguiente secuencia:

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

#### **2.4.13. Funciones y estándares de ejecución**

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

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

Registrar los estándares de ejecución esperados asociados a cada función.

(Knezevic, 1996).

#### **2.4.14. Definición de función**

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

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

#### **2.4.15. Funciones primarias.**

Cada activo es puesto en servicio para cumplir eficientemente una función o varias funciones específicas, las cuales se conocen como funciones primarias y constituyen la razón de ser del activo. Este tipo de funciones primarias, son de especial interés para el desarrollo del MCC. La función primaria de un activo esta usualmente definida por el propio nombre del activo. Por ejemplo la función primaria de una bomba, es bombear algún determinado fluido. Es importante aclarar que las funciones primarias de un activo podrán ser definidas a partir de la descripción de sus salidas. La descripción de cualquier función siempre contendrá claramente definidos los estándares a los cuales el activo será operado y mantenido. Estos estándares serán fijados por las especificaciones de las salidas.

#### **2.4.16. Funciones secundarias**

En adición a las funciones primarias, la mayoría de los activos tiene un número significativo de funciones secundarias. Estas son usualmente menos obvias que las funciones primarias, pero las consecuencias que podrían generar sus fallas pueden ser más serias que las consecuencias originadas por las fallas de una función primaria, hecho por el cual se justifica el invertir gran cantidad de tiempo y esfuerzo para su análisis con el fin de preservar el buen funcionamiento de este tipo de funciones.

Las funciones secundarias, son aquellas otras funciones que el activo está en capacidad de cumplir en adición a las salidas principales descritas por las funciones primarias.

#### **2.4.17. Funciones de protección**

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

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

Llamar la atención de los operadores por condiciones anormales por medio de luces de seguridad y alarmas de ruido, equipos que responden a los efectos de las fallas.

Apagar los activos cuando sucede la falla. Para esto se utilizan también las señales emitidas por los mismos equipos mencionados en el párrafo anterior, pero a distintos niveles (niveles de shut down (apagado automático)).

Eliminar o descubrir condiciones anormales, las cuales podrían generar fallas cuyos efectos causarían daños bastante serios (equipos contra incendios, válvulas de seguridad, discos de ruptura, equipo de emergencia médica, etc.).

#### **2.4.18. Funciones de Control**

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

Muchos de estos equipos de control están asociados a equipos de protección ya que sus funciones en la mayoría de los casos activan las funciones de los equipos de protección, por lo que resulta común que las

funciones de los equipos de control se confundan o mezclen con las funciones de los equipos de protección.

Básicamente los equipos que cumplen funciones de control indican variables tales como presión, temperatura, velocidad, rata de flujo y niveles de fluido, dentro de un rango específico de operaciones previamente especificado.

#### **2.4.19. Funciones subsidiarias**

Funciones subsidiarias ocurren cuando un activo posee equipos adicionales ajustados a un particular y adicional proceso diferente del proceso principal. En otras palabras son funciones realizadas en el proceso principal por equipos especiales adecuados a procesos específicos que no están relacionados directamente con el producto final del proceso principal. Las funciones subsidiarias de estos equipos especiales son descritas por su propósito o salida particular. Un ejemplo típico de equipo que cumplen funciones subsidiarias es el ventilador de motor su función es proveer un flujo de aire frío a través del motor para prevenir el sobrecalentamiento.

#### **2.4.20. Estándares de ejecución**

Según la filosofía del MCC, el mantenimiento debe asegurar que los activos cumplan eficientemente las funciones para las cuales fueron diseñados dentro de un contexto operacional específico, a partir de actividades de prevención (actuar antes de que ocurra la falla). Por otra parte, cuando las actividades de mantenimiento se realizan por consecuencia de una falla no prevista, se les denomina actividades correctivas de mantenimiento, en estos casos, los activos no podrán cumplir con sus funciones (en otras

palabras, son situaciones donde los activos han fallado). Para poder identificar cuando un activo no está cumpliendo sus funciones, los integrantes del grupo seleccionado de llevar a cabo la implantación del MCC, deberán tener claramente definido cuando un activo está cumpliendo su misión de manera eficiente, pero ¿cómo se sabe cuándo un activo está cumpliendo su función de forma eficiente?

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

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

Los dos estándares de ejecución asociados a cada función son:

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

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

La mayoría de los activos son diseñados y construidos bajo adecuadas condiciones y especificaciones, por lo cual es posible desarrollar programas de mantenimiento que aseguren que los activos cumplan con

los estándares de ejecución requeridos (deseados). En otras palabras estos activos son mantenibles.

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

#### **2.4.21. Fallas funcionales asociadas a cada función del activo**

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

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

- ✓ El concepto de falla funcional.
- ✓ La relación entre los estándares de ejecución y las fallas funcionales.
- ✓ Las implicaciones que trae consigo, el hecho de que cada estándar funcional asociado a una función puede tener más de una falla funcional.
- ✓ La forma de registrar las fallas funcionales en la Hoja de trabajo diseñada para el AMEF.

#### **2.4.22. Definición de falla funcional**

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

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

#### **2.4.23. Fallas funcionales y los Estándares de ejecución esperados**

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

#### **2.4.24. Modos de fallas asociados a cada falla funcional**

Las funciones de los activos en el contexto operacional y las fallas funcionales dictarán el nivel al cual es requerido el mantenimiento o en otras palabras la definición clara de estos conceptos permitirá establecer

los objetivos del mantenimiento con respecto a los activos en su actual contexto operacional.

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

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

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

#### **2.4.25. Nivel de identificación de los modos de fallas**

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

nivel al cual se a producirán los distintos modos de fallas asociados a las funciones de un activo en su actual contexto operacional.

#### **2.4.26. Causas raíces de las fallas funcionales**

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

#### **2.4.27. Registro de los Modos de fallas**

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

- ✓ Modos de Fallas asociados a un activo, ocurridas anteriormente en un contexto operacional similar o parecido.

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

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

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

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

#### **2.4.28. Consecuencias de los Modos de Fallas según el MCC**

Con el fin de poder decidir cuál es la mejor actividad de mantenimiento a ejecutar, es necesario que el grupo de trabajo MCC. Tenga claramente definido el aspecto relacionado a las consecuencias de los modos de fallas.

El impacto que cualquier modo de falla puede tener sobre la organización, dependerá, básicamente, de tres factores:

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

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

## **2.5. DISTRIBUCIÓN WEIBULL**

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

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

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

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

Siendo la función densidad de probabilidad:

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

La tasa de fallos para esta distribución es:

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

Las ecuaciones (1), (2) y (3) sólo se aplican para valores de  $(t - t_0) \geq 0$ . Para valores de  $(t - t_0) < 0$ , las funciones de densidad y la tasa de fallos valen 0.

Las constantes que aparecen en las expresiones anteriores tienen una interpretación física:

$t_0$  es el parámetro de posición (unidad de tiempos) 0 vida mínima y define el punto de partida u origen de la distribución.

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

$$R(t) = \exp(-t/MTBF) = \exp(-\lambda t) \quad R(t) = \exp(-t/MTBF) = \exp(-\lambda t)$$

$$= 1 / 2,718 = 0,368 \text{ (36,8\%)}$$

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

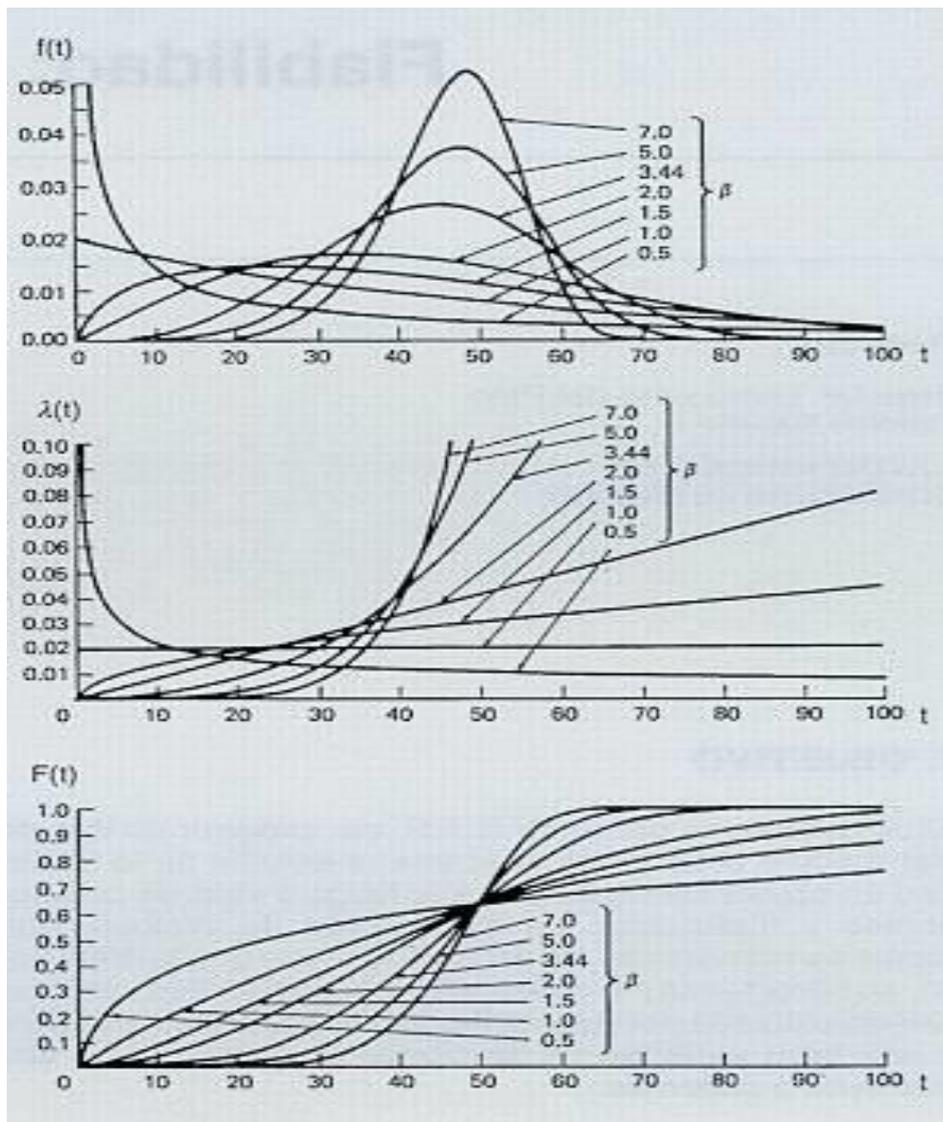
$t_0 = 0$ , según lo cual dado que:

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

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

FIGURA 13

TASAS DE FALLAS, CONFIABILIDAD, PARÁMETRO BETA



Fuente: (Moubray, 2004).

### 2.5.1. Función de confiabilidad

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

$$R(t) = 1 - F(t) \quad (4)$$

Para el caso de la función exponencial es:

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

La función de riesgo que se define como:

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

Es el resultado del siguiente límite:

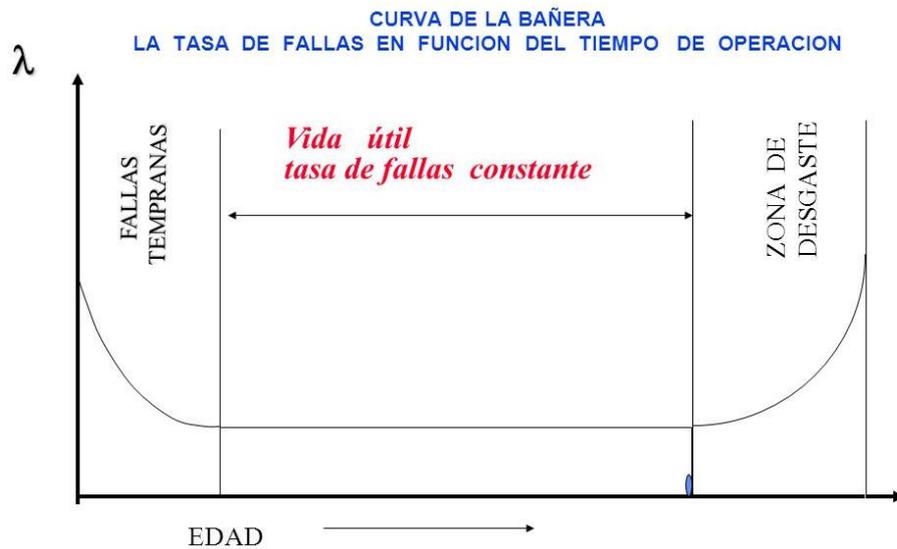
$$h(t) = \lim_{\Delta \rightarrow 0} \frac{P(t < T < T + \Delta | T > t)}{\Delta} \quad (7)$$

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

### 2.5.2. Vida útil de un producto

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

FIGURA 14  
CURVA DE LA BAÑERA



Fuente: (Moubray, 2004).

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

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

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

### 2.5.3. Distribución Weibull de dos parámetros

Es una distribución flexible donde su tasa de falla puede ser decreciente, constante o creciente dependiendo de sus parámetros. Normalmente se

define con dos parámetros: el de forma  $\beta$  que tiene efecto sobre la forma de la distribución y el de escala  $\eta$  que afecta la escala del tiempo de vida.

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

Sus funciones básicas son:

Distribución de densidad:

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

Distribución acumulada:

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

Función de confiabilidad:

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

Función de riesgo:

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

#### 2.5.4. Distribución Weibull de tres parámetros

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

Distribución de densidad:

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

Distribución acumulada:

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

Función de confiabilidad:

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

Función de riesgo:

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

Donde  $t \geq \gamma$

## **2.6. CAUSAS DE SALIDAS DE LÍNEAS Y REDES ELÉCTRICAS**

### **2.6.1. Por el estado del tiempo**

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

### **2.6.2. Misceláneos**

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

### **2.6.3. Por componentes del sistema**

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

### **2.6.4. Por condiciones del sistema**

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

### **2.6.5. Personal de la empresa de energía**

Por errores de operación del sistema y errores de mantenimiento.

## CAPÍTULO III

### METODOLOGÍA

#### 3.1. MÉTODO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

##### 3.1.1. Tipo de investigación

De acuerdo con el nivel de profundidad del trabajo realizado en la Jefatura del Servicio Eléctrico San Gabán Olaechea, la investigación es de tipo descriptiva, ya que se obtienen generalizaciones significativas de situaciones y hechos que contribuyen al conocimiento, además se podrán describir, registrar, examinar, analizar e interpretar las actividades que se llevan a cabo en la Unidad de Servicios y Mantenimiento, con la finalidad de llevar a cabo una gestión de mantenimiento óptima, de acuerdo con la realidad actual.

El método de investigación en cada objetivo específico es del tipo no experimental, transversal, descriptivo. La toma de datos es del tipo longitudinal, Correlacional, causal, propuesto por Hernández Sampieri en Metodología de la Investigación.

En ese sentido el presente proyecto, es una investigación de campo de tipo descriptiva, por ser flexible permite sujetarse a esquemas de razonamiento

lógico, es decir permite hacer análisis sistemático del problema, con el propósito de describir, explicar sus causas y efectos, entender su naturaleza y factores constituyentes o predecir su ocurrencia. Los datos de interés son recogidos en forma directa por el propio investigador.

La investigación descriptiva es aquella que se orientan a recolectar informaciones relacionadas con el estado real de las personas, objetos, situaciones o fenómenos, tal cual como se presentaron en su momento de recolección. (Chavez, 2004).

La investigación objeto de estudio se clasificó como descriptiva, debido a que buscó especificar propiedades, características y rangos importantes del fenómeno analizado, en este caso, de la variable estudiada: gestión de mantenimiento. (Sampieri, 1991)

### **3.1.2. Técnicas de recolección de datos**

Son los documentos soporte para registrar la información recolectada. Dependiendo de la técnica empleada su usará uno u otro instrumento. Permiten hacer un mejor análisis de la información con fines estadísticos o para tomar decisiones. (Lizarazo, 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. Dentro de cada instrumento pueden distinguirse dos aspectos: La forma: se refiere a las técnicas que utilizamos para la tarea de aproximación a la realidad (observación, entrevista, encuesta, entre otras). El contenido: queda expresado en la especificación de los datos que necesitamos conseguir. Se concreta en una serie de ítems que no son otra

cosa que los indicadores que permiten medir a las variables, pero que asumen ahora la forma de preguntas, puntos a observar, elementos para registrar. (Reyes, 2005)

Cuando se ha ideado la encuesta poblacional o instrumento, se ha llegado al nivel de desarrollo del proyecto de investigación donde se deben señalar y precisar de manera clara y desde la perspectiva metodológica, cuales son aquellos métodos, instrumentos y técnicas de recolección de información considerando las particularidades y límite de cada uno de estos, más apropiados, atendiendo a las interrogantes planteadas en la investigación y a las características del hecho estudiado, que en su conjunto nos permitirá obtener y recopilar los datos que estamos buscando. (Reyes, 2005).

Los instrumentos de investigación y recolección de datos son los medios utilizados por el investigador, para medir el comportamiento o atributos de las variables. (Chavez, 2004)

Para la recolección de información se utilizaran las técnicas:

- ✓ Observaciones directas.
- ✓ Entrevistas no estructuradas.

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.

### **3.1.3. Técnicas de análisis de datos**

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

Los datos obtenidos en el proceso de investigación son analizados y mostrados en las grafica de papel Weibull para la mejor visualización, comprensión y así poder elaborar las posibles conclusiones y recomendaciones.

### **3.1.4. Método de la investigación.**

La metodología utilizada para la investigación del Diseño de un sistema de gestión de mantenimiento basado en la confiabilidad para las Redes Eléctricas del Sub Sistema de Distribución del Servicio Eléctrico 22.9/13.2 KV San Gabán – Ollachea, consta fundamentalmente de los siguientes pasos:

### **3.1.5. Unidades de información**

La unidad de observación, es aquella por medio de la cual se obtiene la información; es decir, es la unidad informante. “la unidad de investigación es aquella que contiene elementos que van a ser estudiados”. Para dar respuesta a la unidad de investigación y cumplir con los objetivos. (Parra, 1998)

Se contó con la participación de los, supervisores, jefes de unidad y personal técnico pertenecientes a la población objeto de estudio, cumpliendo los propósitos específicos de la investigación en la población, tal y como se observa en la tabla. Cabe destacar que todo este personal es experto en lo que se refiere a mantenimiento de Redes Eléctricas de Distribución en 22.9/13.2 Kv.

## CUADRO 2

## PERSONAL S.E. SAN GABÁN OLLACHEA

Unidad de Investigación	Cargo	N° de entrevistados
Jefatura de Servicio	Jefe de Servicio	1
	Asistente	1
Personal de Operación	Supervisor	1
	Técnico Operario 1	3
	Técnico Operario 3	4
Total Entrevistados		<b>10</b>

**3.1.6. Análisis de Modo y Efectos de Fallas**

Constituye la herramienta principal del mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM), para la optimización de la gestión de mantenimiento en una organización determinada. El análisis de los modos y efectos de fallas (AMEF) es un método sistemático que permite identificar los problemas antes que estos ocurran y puedan afectar o impactar a los procesos y productos en un área determinada, bajo un contexto operacional dado.

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

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

### **3.1.7. Hoja de información**

Es la hoja donde es asentada la información recopilada en los primeros cuatro pasos del RCM, es decir las funciones, fallas funcionales, modos de fallas y los efectos de las fallas, el análisis sintetizado en esta hoja se denomina “Análisis de Modos y Efectos de Fallas” (AMEF), ésta se encuentra dividida en cuatro columnas y en la parte superior de la hoja aparece la identificación del elemento, componente, por quien fue realizada y revisada la hoja de información, igualmente aparece el número de la hoja. En el cuadro se muestra un ejemplo de una hoja de información.

CUADRO 3

HOJA DE INFORMACIÓN

HOJA DE INFORMACIÓN EPG UNA PUNO	SISTEMA/ACTIVO:	Nº	3	RECOPILADO POR:	FECHA:	HOJA
	Transformador de Distribución			MVC	2016	3
	SUB-SISTEMA/COMPONENTE					
<b>FUNCIÓN</b>	<b>FALLA FUNCIONAL (Pérdida de función)</b>	<b>MODO DE FALLA (Causa de la Falla)</b>		<b>EFECTO DE LA FALLA (Que sucede cuando ocurre la falla)</b>		
Elevar o disminuir la tensión a límites utilizables por los centros de consumo	No entrega energía en los niveles adecuados a la red	Sobrecargas, factores climáticos, externos		No entrega energía a los centros de consumo		
	Perdida de protección de las Redes de Distribución Primarias	Sobre tensiones, factores climáticos y externos		la corriente se eleva lo que ocasiona que el sistema de protección actúe interrumpiendo la transmisión de la energía.		
	El equipo de control y maniobra se encuentra abierto	Sobrecarga factores externos		No entrega energía a los centros de consumo		
	El sistema de puesta a tierra presenta valores muy por encima de los permitidos	Falta de tratamiento		Pérdida de la protección a las personas y a los equipos		

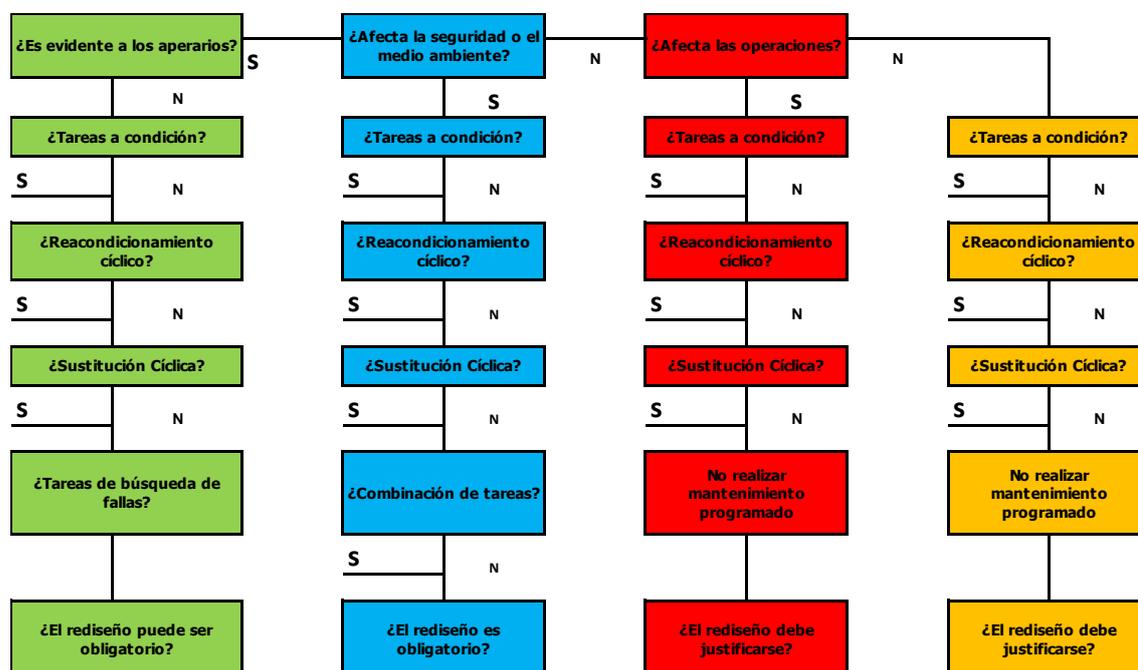
**3.1.8. Hoja de decisión**

Esta hoja se elabora a partir del Árbol Lógico de Decisiones, con la información procesada en los tres últimos pasos del RCM, de acuerdo a la referencia de la hoja de información. En ella se clasifican el tipo de consecuencia que tiene la falla (fallas ocultas, para la seguridad y el medio ambiente, operacionales y no operacionales); y el tipo de tarea preventiva que se va a realizar. En el cuadro se muestra una hoja de decisión.



FIGURA 15

ÁRBOL LÓGICO



3.1.10. Análisis de Criticidad

El Análisis de Criticidad es la herramienta que permite establecer niveles jerárquicos en sistemas, equipos y componentes en función de impacto global que generan, con el objetivo de facilitar la toma de decisiones. El análisis de criticidad establece un orden de prioridades de mantenimiento sobre una serie de instalaciones y equipos, otorgando un valor numérico o estatus, en función de una matriz que combina la condición actual del equipo, el nivel de producción de cada equipo o instalación, el impacto ambiental, de seguridad y la producción.

La metodología propuesta, es una herramienta de priorización bastante sencilla que genera resultados semicuantitativos, basados en la teoría del Riesgo (Frecuencia de fallas x Consecuencias:

Riesgo = Frecuencia x Consecuencia

Frecuencia = # de fallas en un tiempo determinado

Consecuencia = ((Impacto Operacional x Flexibilidad) + Costos Mto. + Impacto SAH)

Los factores ponderados de cada uno de los criterios a ser evaluados por la expresión del riesgo se presentan a continuación:

FIGURA 16  
CRITERIOS A EVALUAR, MATRIZ DE CRITICIDAD

$$\text{Críticidad Total} = \text{Frecuencia de fallas} \times \text{Consecuencia}$$

$$\text{Consecuencia} = ((\text{Impacto Operacional} \times \text{Flexibilidad}) + \text{Costo Mto.} + \text{Impacto SAH})$$

<b>Frecuencia de Fallas:</b>		<b>Costo de Mto.:</b>	
Pobre mayor a 2 fallas/año	4	Máyor o igual a 20000 S	2
Promedio 1 - 2 fallas/año	3	Inferior a 20000 S	1
Buena 0.5 -1 fallas/año	2		
Excelente menos de 0.5 falla/año	1		
<b>Impacto Operacional:</b>		<b>Impacto en Seguridad Ambiente Higiene (SAH):</b>	
Pérdida de todo el despacho	10	Afecta la seguridad humana tanto externa como interna y requiere la notificación a entes externos de la organización	8
Parada del sistema o subsistema y tiene repercusión en otros sistemas.	7	Afecta el ambiente instalaciones	7
Impacta en niveles de inventario o calidad	4	Afecta las instalaciones causando daños severos	5
No genera ningún efecto significativo sobre operaciones y producción	1	Provoca daños menores (ambiente - seguridad)	3
		No provoca ningún tipo de daños a personas, instalaciones o al ambiente	1
<b>Flexibilidad Operacional:</b>			
No existe opción de producción y no hay función de repuesto.	4		
Hay opción de repuesto compartido/almacén	2		
Función de repuesto disponible	1		

Fuente:(Jones, 1995)

Estos factores son evaluados en reuniones de trabajo con la participación de las distintas personas pertenecientes involucradas en el contexto operacional (operaciones, mantenimiento, procesos, seguridad y ambiente). Una vez que se evaluaron en consenso cada uno de los factores presentados en la tabla anterior, se introducen en la fórmula de

Criticidad Total (I) y se obtiene el valor global de criticidad (máximo valor de criticidad que se puede obtener a partir de los factores ponderados evaluados = 200). Para obtener el nivel de criticidad de cada sistema se toman los valores totales individuales de cada uno de los factores principales: frecuencia y consecuencias y se ubican en la matriz de criticidad - valor de frecuencia en el eje Y, valor de consecuencias en el eje X. La matriz de criticidad mostrada a continuación permite jerarquizar los sistemas en tres áreas:

- ✓ Área de sistemas No Críticos (NC)
- ✓ Área de sistemas de Media Criticidad (MC)
- ✓ Área de sistemas Críticos (C)

FIGURA 17

MATRIZ DE CRITICIDAD

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

Fuente: (Moubray, 2004)

### 3.1.11. Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos

Con el fin de lograr los objetivos planteados se llegan a elegir las siguientes técnicas e instrumentos:

## CUADRO 5

## TÉCNICAS E INSTRUMENTOS

TÉCNICAS	INSTRUMENTOS
Medición.- Permite identificar y evaluar datos reales.	a-Índice de fallas b- Tipos de fallas c- Criticidad de los elementos

**3.1.12. Recolección de Información Para la Investigación**

La información necesaria para el trabajo de Investigación se recopilará en bibliotecas especializadas, Internet, consulta a ingenieros especialistas (Mecánicos-Electricistas, Mecánicos, Industriales) instituciones, principalmente de la Empresa de Servicios Eléctricos Electro Puno San Gabán Ollachea del que se considera el Plan Integral de Gestión de Mantenimiento, universidades y centros de investigación a nivel nacional e internacional que puedan contribuir al desarrollo óptimo del proyecto de Tesis.

**3.1.13. 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.

**3.1.14. Variables****Independientes:**

Gestión de Mantenimiento.

**Dependientes:**

Fallas del sistema eléctrico.

## CAPÍTULO IV

### RESULTADOS Y DISCUSIONES

#### 4.1. DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL.

En este cuarto capítulo se interpreta y analizan los datos obtenidos a partir de fuentes de información que se mencionaron en el capítulo anterior, de tal forma de 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.

El 100% de las personas entrevistadas afirman que la elaboración de un Plan Anual de Mantenimiento preventivo de las redes primarias representa una ventaja ya que permite a las unidades responsables por esta actividad, gestionar con los recursos requeridos para cumplir las actividades de mantenimiento preventivo.

CUADRO 6  
CUESTIONARIO

Item	CUESTIONARIO	Total de Encuestados	SI	NO	% SI	% NO
1	Conoce Ud. El plan de mantenimiento preventivo anual de su empresa, del area donde Ud. Labora	10	7	3	70%	30%
2	Conoce Ud. El tipo de mantenimiento preventivo	10	8	2	80%	20%
3	Conoce Ud. El tipo de mantenimiento correctivo	10	8	2	80%	20%
4	Concidera una ventaja que se elabore un Plan Anual de Mantenimiento preventivo de las Redes de Distribución en media tensión ?	10	10	0	100%	0%
5	El personal que conforma la Gestión de Mantenimiento se encuentra altamente especializado y capacitado para realizar sus funciones?	10	6	4	60%	40%
8	Es necesario realizar todos los Mantenimiento recomendadas por los fabricantes de equipos	10	10	0	100%	0%
9	Es necesario realizar todas la inspecciones arrojadas en el Plan de mantenimiento Anual?	10	10	0	100%	0%
10	Es necesario realizar todas las sustituciones de piezas claves de los equipos arrojadas en el Plan de mantenimiento Anua	10	10	0	100%	0%

El sistema de las redes primarias de distribución primaria en 22.9/13.2 Kv, está conformado por los sub- sistemas que se mencionan en el cuadro 7, en la cual se detalla claramente el nombre de cada una de ellas y los componentes principales que actúan dentro en el sub-sistema.

CUADRO 7  
SUB SISTEMAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

SISTEMA	SUB SISTEMAS	CANTIDAD DE COMPONENTES
Apoyos	Postes	1
	Crucetas	1
	Ferretería	1
	Retenidas	1
Conductores	Conductor de Aluminio	1
	Aislador tipo PIN	1
	Aislador cadena	1
	Ferretería	1
	Empalmes	1
Transformador de Distribución	Seccionador-fusible unipolar tipo expulsión (cut-out)	1
	Pararrayos tipo auto valvular de óxido metálico	1
	Equipo de Puesta a tierra	1
	Transformador media tensión	1
	Tablero de distribución	1
	Equipo de Control y Maniobra	1

#### 4.2. ANÁLISIS DE MODOS Y EFECTOS DE FALLAS (AMEF)

Para aplicar la metodología del MCC al Sistema de Distribución Primaria en 22.9/13.2 Kv. San Gabán Ollachea se realizó el análisis de modos y efectos de falla a los tres sub sistemas más críticos. Para el estudio, los sistemas de distribución primaria presentan los mismos componentes.

Con los componentes citados anteriormente y conjuntamente con el procedimiento postulado en el capítulo 3, se procedió a elaborar el AMEF de cada uno de ellos, 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:

CUADRO 8  
AMEF APOYOS

HOJA DE INFORMACIÓN EPG UNA PUNO	SISTEMA/ACTIVO: APOYOS	Nº	1	RECOPIADO POR:	FECHA:	HOJA
	APOYOS			MVC	2016	1
	SUB-SISTEMA/COMPONENTE					
FUNCIÓN	FALLA FUNCIONAL (Pérdida de función)	MODO DE FALLA (Causa de la Falla)		EFECTO DE LA FALLA (Que sucede cuando ocurre la falla)		
Aislar a los conductores de tierra para crear una distancia mínima de seguridad de acuerdo a lo establecido en el Código Nacional de Electricidad	Rotura o caída del poste	Factores externos o climáticos		El poste no mantiene una DMS causando Peligro de exposición a las personas, falla a tierra		
	Rotura de la cruceta	sobrecarga		La cruceta no mantiene una distancia mínima entre fases existe peligro de falla entre fases		
	Falla en la ferretería por rotura de algún elemento	Factores externos o climáticos		Pandeo del conductor existe peligro de rotura del conductor		
	Falla en el conjunto de la retenida	Factores externos o climáticos		Pérdida de la verticalidad de los postes hay la posibilidad de la rotura del poyo		

CUADRO 9

AMEF CONDUCTORES

HOJA DE INFORMACIÓN EPG UNA PUNO	SISTEMA/ACTIVO: APOYOS	N°	2	RECOPIADO POR:	FECHA:	HOJA
	CONDUCTORES			MVC	2016	2
	SUB-SISTEMA/COMPONENTE					
FUNCIÓN	FALLA FUNCIONAL (Pérdida de función)	MODO DE FALLA (Causa de la Falla)	EFECTO DE LA FALLA (Que sucede cuando ocurre la falla)			
Transportar la energía desde la Subestación de potencia hasta los usuarios finales	Falla a tierra de una, dos o tres fases	Caida de árboles, factores climaticos y externos	la corriente se eleva lo que ocasiona que el sistema de proteccion actue interrumpiendo la transmisión de la energía.			
	fuga de corriente por el aislador	falla del material factores externos	perdida de energía a travez de la ferreteria y los apoyos			
	Falla del aislador tipo cadena	Sobrecarga factores externos	Pandeo del conductor existe peligro de rotura del conductor			
	Deslizamiento de los empalmes	Sobrecarga	Interrupción de la transmisión de la energía en una, dos o tres fases.			

CUADRO 10

AMEF TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN

HOJA DE INFORMACIÓN EPG UNA PUNO	SISTEMA/ACTIVO: APOYOS	N°	3	RECOPIADO POR:	FECHA:	HOJA
	Transformador de Distribución			MVC	2016	3
	SUB-SISTEMA/COMPONENTE					
FUNCIÓN	FALLA FUNCIONAL (Pérdida de función)	MODO DE FALLA (Causa de la Falla)	EFECTO DE LA FALLA (Que sucede cuando ocurre la falla)			
Eleva o disminuir la tensión a limites utilizables por los centros de consumo	No entrega energía en los niveles adecuados a la red	Sobrecargas, factores climaticos, externos	No entrega energía a los centros de consumo			
	Perdida de protección de las Redes de Distribución Primarias	Sobre tensiones, factores climaticos y externos	la corriente se eleva lo que ocasiona que el sistema de proteccion actue interrumpiendo la transmisión de la energía.			
	El equipo de control y maniobra se encuentra abierto	Sobrecarga factores externos	No entrega energía a los centros de consumo			
	El sistema de puesta a tierra presenta valores muy por encima de los permitidos	Falta de tratamiento	Perdida de la proteccion a las personas y a los equipos			

Se registraron los datos de operación del sistema eléctrico referente a las interrupciones del sistema, este registro se realizó en un período de doce (12) meses, comprendiendo el lapso entre Diciembre del 2015 y noviembre del 2016.

El registro de interrupciones de la red primaria de distribución sirvió como punto de partida para la generación de registros de fallas. A partir de los registros anteriormente enunciados se obtuvieron las horas o tiempos de interrupciones del servicio de energía.

CUADRO 11  
REGISTROS DE FALLAS EN LAS REDES

ITEM	MES	DESCRIPCIÓN DE LA INTERRUPCIÓN	INICIO	FIN	DURACIÓN	CAUSA
1	dic-15	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	26-dic	26-dic	7:52	Caida de Árbol
2	NOVIEMBRE	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	26-nov	26-nov	7:52	Caida de Árbol
3	NOVIEMBRE	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	12-nov	12-nov	3:05	Contacto de Red con árbol
4	SETIEMBRE	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 02	27-sep	27-sep	0:10	Caida de Árbol
5	SETIEMBRE	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 01 Y 02	26-sep	26-sep	0:55	Caida de Árbol
6	SETIEMBRE	APERTURA EN CUT OUT - CHACADORA	08-sep	08-sep	3:10	Caida de Árbol
7	AGOSTO	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 02	28-ago	28-ago	1:30	Contacto de Red con árbol
8	MAYO	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 02	28-may	28-may	1:30	Contacto de Red con árbol
9	MAYO	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 02	27-may	27-may	0:10	Caida de Árbol
10	MAYO	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 01 Y 02	26-may	26-may	0:55	Caida de Árbol
11	MAYO	APERTURA EN CUT OUT - CHACADORA	08-may	08-may	3:10	Caida de Árbol
12	ENERO	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	12-ene	12-ene	3:05	Contacto de Red con árbol

Fuente: Electro Puno (2016).

Podemos apreciar en el cuadro 11 de registro de fallas es por contacto de los conductores con la vegetación causada por caídas de árboles o por el contacto de los arboles con las redes, es decir estas fallas han ocurrido por falta de mantenimiento de la franja de servidumbre.

CUADRO 12  
REGISTROS DE FALLAS EN LAS PAT

ITEM	MES	DESCRIPCIÓN DE LA INTERRUPCIÓN	INICIO	FIN	DURACIÓN	CAUSA
1	dic-15	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	23-dic	23-dic	0:39	Descargas Atmosféricas
2	NOVIEMBRE	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	23-nov	23-nov	0:39	Descargas Atmosféricas
3	NOVIEMBRE	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	22-nov	22-nov	2:07	Descargas Atmosféricas
4	NOVIEMBRE	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	08-nov	08-nov	0:59	Descargas Atmosféricas
5	OCTUBRE	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	26-oct	26-oct	0:45	Descargas Atmosféricas
6	OCTUBRE	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	24-oct	24-oct	1:00	Descargas Atmosféricas
7	OCTUBRE	INTERRUPCION DE LA DERIVACION CASAHUIRI - SAN GABAN	20-oct	21-oct	22:40	Descargas Atmosféricas
8	SETIEMBRE	INTERRUPCION DE LA DERIVACION CAMATANI - AYAPATA	26-sep	26-sep	1:30	Descargas Atmosféricas
9	SETIEMBRE	INTERRUPCION DE LA DERIVACION CAMATANI - AYAPATA	25-sep	25-sep	1:00	Descargas Atmosféricas
10	SETIEMBRE	INTERRUPCION DE LA DERIVACION CAMATANI - AYAPATA	24-sep	24-sep	7:00	Descargas Atmosféricas
11	SETIEMBRE	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	23-sep	23-sep	3:20	Descargas Atmosféricas
12	JULIO	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	25-jul	25-jul	7:23	Descargas Atmosféricas
13	JULIO	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	07-jul	07-jul	7:38	Descargas Atmosféricas
14	FEBRERO	APERTURA DE CUT OUT EN SECTOR CHURUMAYO	28-feb	28-feb	0:25	Descargas Atmosféricas
15	FEBRERO	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 02	27-feb	27-feb	2:10	Descargas Atmosféricas
16	FEBRERO	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 02	06-feb	06-feb	2:12	Descargas Atmosféricas
17	ENERO	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 01 Y 02	25-ene	25-ene	0:58	Descargas Atmosféricas
18	ENERO	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	22-ene	22-ene	2:07	Descargas Atmosféricas
19	ENERO	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	08-ene	08-ene	0:59	Descargas Atmosféricas

Fuente: Electro Puno (2016).

Podemos apreciar en el cuadro 12 de registro de fallas que las interrupciones del suministro eléctrico fueron causadas por descargas atmosféricas.

**CUADRO 13**  
**REGISTROS DE FALLAS DE TERCEROS**

ITEM	MES	DESCRIPCIÓN DE LA INTERRUPCIÓN	INICIO	FIN	DURACIÓN	CAUSA
1	SETEMBRE	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	12-sep	13-sep	16:00	Caida de Estructura
2	SETEMBRE	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 01 Y 02	11-may	11-sep	2953:10	Por terceros
3	AGOSTO	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 01 Y 02	31-may	30-ago	2184:34	Por terceros
4	JULIO	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON CAIDA DE FUSIBLE EN EL CUT OUT DE INGRESO AL TRANSFORMADOR 13.8/22.9KV	19-jul	19-jul	1:15	Por terceros
5	JULIO	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON CAIDA DE FUSIBLE EN EL CUT OUT DE INGRESO AL TRANSFORMADOR 13.8/22.9KV	15-jul	15-jul	6:05	Por terceros
6	MAYO	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 01 Y 02	31-may	31-may	0:34	Por terceros
7	MAYO	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 01 Y 02	11-may	11-may	1:10	Por terceros
8	OCTUBRE	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	10-abr	10-abr	0:29	Caida de Estructura
9	MARZO	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 01 Y 02	01-mar	01-mar	1:10	Por terceros

Fuente: Electro Puno (2016).

### 4.3. ANÁLISIS DE CRITICIDAD DE ACTIVOS

La criticidad es un estudio cuantitativo que permite establecer prioridades de procesos, sistemas y equipos, que facilita la toma de decisiones acertadas, direccionando el esfuerzo y los recursos en áreas donde sea necesario mejorar. Este análisis nos muestra como resultado una lista de sistemas con su respectiva ponderación de criticidad, el cual permite realizar estudios que mejoren la confiabilidad operacional.

El Análisis de Criticidad es la herramienta que permitió establecer los niveles jerárquicos en sistemas, equipos y componentes en función de impacto global que generan, con el objetivo de facilitar la toma de decisiones. El análisis de criticidad estableció un orden de prioridades de mantenimiento de instalaciones y equipos, otorgando un valor numérico o estatus, en función de una matriz que combina la condición actual del equipo, el nivel de producción de cada equipo o instalación, el impacto ambiental, de seguridad y la producción.

Se realizó el análisis de criticidad a los diferentes sub sistemas que conforman el sistema de distribución de energía Red Primaria San Gabán Ollachea como se muestra en la tabla:

CUADRO 14

## SUB SISTEMAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

SISTEMA	SUB SISTEMAS
Apoyos	Postes
	Crucetas
	Ferretería
	Retenidas
Conductores	Conductor de Aluminio
	Aislador tipo PIN
	Aislador cadena
	Ferretería
	Empalmes
Transformador de Distribución	Recloser
	Seccionador-fusible unipolar tipo expulsión (cut-out)
	Pararrayos tipo auto valvular de óxido metálico
	Equipo de Puesta a tierra
	Transformador media tensión
	Tablero de distribución
	Equipo de Control y Maniobra

En los cuales se ha realizado el análisis de criticidad de los diferentes sistemas y sub sistemas del sistema de distribución primaria.

Con los criterios considerados en las tablas se ha obtenido los elementos más críticos de los subsistemas:

CUADRO 15

CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE CRITICIDAD DE EQUIPOS

**Frecuencia de Fallas**

ITEM	CRITERIO	PESO
1	mayor a 4 fallas/año	4
2	promedio 2 a 4 fallas/año	3
3	Buena 1 a 2 fallas/año	2
4	Excelente menores de 1 falla/año	1

**Impacto Operacional**

ITEM	CRITERIO	PESO
1	Parada inmediata	10
2	Repercusión en costos operacionales	8
3	Impacto en niveles de producción	4
4	No genera ningún efecto significativo sobre la operación y p	1

**Flexibilidad Operacional**

ITEM	CRITERIO	PESO
1	No existe opción de repuesto	4
2	Hay opción de repuesto compartido	2
3	Función de repuesto disponible	1

**Costo de Mantenimiento**

ITEM	CRITERIO	PESO
1	mayor a S/.1000.00	2
2	inferior a S/.1000.00	1

**Criterios Para el Impacto en Seguridad**

ITEM	CRITERIO	PESO
1	Muerte por electrocucion	5
2	Quemadura de 3er grado	4
3	Quemadura de 2do grado	3
4	Golpe, caída a nivel	2
5	Quemadura de 1er grado	1
6	No produce lesión	0

**Criterios Para el Impacto Ambiental**

ITEM	CRITERIO	PESO
1	Contaminación	3
2	Contaminación visual	2
3	Conaminación de Quimicos	1
4	Contaminación acustica	0

Los resultados obtenidos en el periodo de evaluación son los siguientes:

Se muestra el cuadro de los sistemas del sistema de distribución primaria que se analizó durante el periodo de estudio el periodo comprendió 12 meses.

Se muestra a continuación la cantidad de fallas registrados por sistema analizado:

CUADRO 16

FALLAS REGISTRADAS

SISTEMA	SUB SISTEMAS	CANTIDAD DE COMPONENTES	CANTIDAD DE FALLAS
Apoyos	Postes	1	2
	Crucetas	1	0
	Ferretería	1	0
	Retenidas	1	0
Conductores	Conductor de Aluminio	1	12
	Aislador tipo PIN	1	0
	Aislador cadena	1	0
	Ferretería	1	0
	Empalmes	1	0
Transformador de Distribución	Recloser	1	0
	Seccionador-fusible unipolar tipo expulsión (cut-out)	1	19
	Pararrayos tipo auto valvular de óxido metálico	1	19
	Equipo de Puesta a tierra	1	19
	Transformador media tensión	1	0
	Tablero de distribución	1	0
	Equipo de Control y Maniobra	1	0

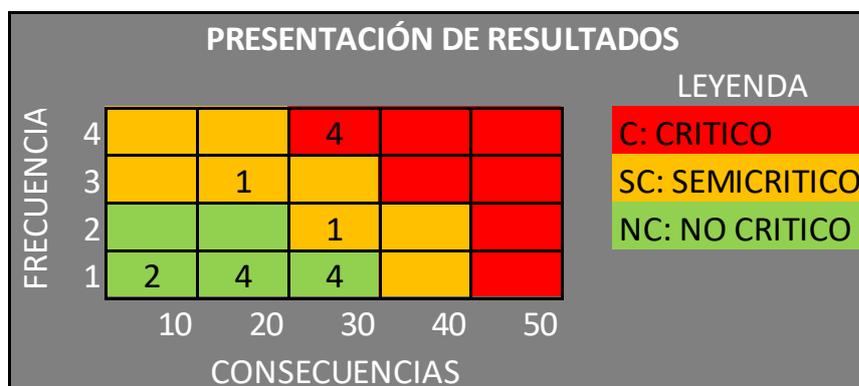
De acuerdo a la valoración tenemos la siguiente:

CUADRO 17

EVALUACIÓN DE CRITICIDAD DE EQUIPOS

SUB SISTEMAS DE LA RED PRIMARIA	FRECUENCIA	CONSECUENCIAS	TOTAL	JERARQUIZACIÓN
Postes	3	14	42	SC: SEMICRITICO
Crucetas	1	6	6	NC: NO CRITICO
Ferretería	1	6	6	NC: NO CRITICO
Retenidas	1	13	13	NC: NO CRITICO
Conductor de Aluminio	4	28	112	CRITICO
Aislador tipo PIN	1	13	13	NC: NO CRITICO
Aislador cadena	1	13	13	NC: NO CRITICO
Ferretería	1	13	13	SC: SEMICRITICO
Empalmes	1	28	28	NC: NO CRITICO
Recloser	2	29	58	SC: SEMICRITICO
Seccionador-fusible unipolar tipo expulsión (cut-out)	4	29	116	CRITICO
Pararrayos tipo auto valvular de óxido metálico	4	29	116	CRITICO
Equipo de Puesta a tierra	4	25	100	CRITICO
Transformador media tensión	1	29	29	NC: NO CRITICO
Tablero de distribución	1	26	26	NC: NO CRITICO
Equipo de Control y Maniobra	1	26	26	NC: NO CRITICO

CUADRO 18  
MATRIZ DE CRITICIDAD



De los datos analizados se realizó el análisis de criticidad de los sistemas, lo que se muestra en la tabla a continuación.

CUADRO 19  
ANÁLISIS DE CRITICIDAD DE LOS SUBSISTEMAS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

SUB SISTEMAS DE LA RED PRIMARIA	FRECUENCIA	IMPACTO OPERACIONAL	FLEXIBILIDAD	COSTOS DE MANTENIMIENTO	IMPACTO DE SEGURIDAD	IMPACTO AMBIENTAL	CONSECUENCIA	TOTAL	JERARQUIZACIÓN
Postes	3	8	1	2	2	2	14	42	SC: SEMICRITICO
Crucetas	1	1	1	1	2	2	6	6	NC: NO CRITICO
Ferretería	1	1	1	1	2	2	6	6	NC: NO CRITICO
Retenidas	1	4	2	1	2	2	13	13	NC: NO CRITICO
Conductor de Aluminio	4	10	2	1	5	2	28	112	CRITICO
Aislador tipo PIN	1	8	1	1	2	2	13	13	NC: NO CRITICO
Aislador cadena	1	8	1	1	2	2	13	13	NC: NO CRITICO
Ferretería	1	8	1	1	2	2	13	13	SC: SEMICRITICO
Empalmes	1	10	2	1	5	2	28	28	NC: NO CRITICO
Recloser	2	10	2	2	5	2	29	58	SC: SEMICRITICO
Seccionador-fusible unipolar tipo expulsión (cut-out)	4	10	2	2	5	2	29	116	CRITICO
Pararrayos tipo auto valvular de óxido metálico	4	10	2	2	5	2	29	116	CRITICO
Equipo de Puesta a tierra	4	8	2	2	5	2	25	100	CRITICO
Transformador media tensión	1	10	2	2	5	2	29	29	NC: NO CRITICO
Tablero de distribución	1	10	2	2	2	2	26	26	NC: NO CRITICO
Equipo de Control y Maniobra	1	10	2	2	2	2	26	26	NC: NO CRITICO

**4.4. SUBSISTEMAS QUE SE APLICARA EL MANTENIMIENTO.**

Por mejoras en la gestión de mantenimiento que causen un impacto importante en costos, disponibilidad, producción, 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 del cuadro anterior tenemos los siguientes activos críticos a los que se les aplicara el mantenimiento preventivo y permitirán un impacto en la mejora de la gestión de mantenimiento.

CUADRO 20

**CRITICIDAD DE LOS SUBSISTEMAS**

SUB SISTEMAS DE LA RED PRIMARIA	FRECUENCIA	IMPACTO OPERACIONAL	FLEXIBILIDAD	COSTOS DE MANTENIMIENTO	IMPACTO DE SEGURIDAD	IMPACTO AMBIENTAL	CONSECUENCIA	TOTAL	JERARQUIZACIÓN
Conductor de Aluminio	4	10	2	1	5	2	28	112	CRITICO
Seccionador-fusible unipolar tipo expulsión (cut-out)	4	10	2	2	5	2	29	116	CRITICO
Pararrayos tipo auto valvular de óxido metálico	4	10	2	2	5	2	29	116	CRITICO
Equipo de Puesta a tierra	4	8	2	2	5	2	25	100	CRITICO
Postes	3	8	1	2	2	2	14	42	SEMICRITICO
Recloser	2	10	2	2	5	2	29	58	SEMICRITICO

**4.5.DETERMINACIÓN DE LOS INTERVALOS DE INTERVENCIÓN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO**

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

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

$$F(t) = 1 - e^{-\left[\left(\frac{t-t_0}{\eta}\right)^\beta\right]} \quad (16)$$

Siendo la función densidad de probabilidad:

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-t_0}{\eta}\right)^{\beta-1} e^{-\left[\left(\frac{t-t_0}{\eta}\right)^\beta\right]} \quad (17)$$

La tasa de fallos para esta distribución es:

$$\lambda(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-t_0}{\eta}\right)^{\beta-1} \quad (18)$$

Las ecuaciones (16), (17) y (18) sólo se aplican para valores de  $(t - t_0) \geq 0$ . Para valores de  $(t - t_0) < 0$ , las funciones de densidad y la tasa de fallos valen 0. Las constantes que aparecen en las expresiones anteriores tienen una interpretación física:

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

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

$$R(t) = \exp(-t/MTBF) = \exp(-\lambda t) \quad R(t) = \exp(-t/MTBF) = \exp(-\lambda t)$$

Donde  $\lambda$  es la rata constante de falla y MTBF es el Tiempo Medio Entre Fallas, el MTBF mide el tiempo entre las fallas del sistema.

Para los modos de falla distribuidos exponencialmente, el MTBF es un índice básico de confiabilidad, la rata de falla,  $\lambda$ , es el recíproco del MTBF.

#### 4.6. DISTRIBUCIÓN WEIBULL PARA EL CONDUCTOR DE ALUMINIO

En el cuadro se muestran los resultados del análisis para la distribución Weibull para el conductor de aluminio, el cual nos indica que el mantenimiento preventivo se de realizar cada 1109 Horas de operación, con una confiabilidad del 85.94%.

MTBF son las siglas de "Mean Time Between Faillure" o "Tiempo Medio de Vida entre Fallas". El MTBF se expresa en horas y para cada equipo o dispositivo se puede determinar un MTBF teórico o calculado y un MTBF práctico o medido

El MTBF se interpreta como el tiempo de operación esperado o más probable al cual ocurrirá una falla, una vez obtenida la función de confiabilidad  $R(t)$  se determina el MTBF.

$$MTBF = \int_0^{\infty} R(t)dt = \sum_1^N R(t)(t_j - t_{j-1}) \quad (19)$$

El número de fallas que ocurre en un periodo fijo siguen una distribución uniforme por lo que el tiempo entre fallas (confiabilidad) responde a una distribución exponencial. La ocurrencia de fallas se expresa con la inversa del MTBF.

Cuando se realiza el cálculo teórico del MTBF de un dispositivo, se obtiene un valor en horas que representa el tiempo que éste permanecerá sin fallar si lo ponemos a trabajar en las condiciones de temperatura, presión y del ambiente especificadas para el dispositivo.

R(t)	<b>85.94%</b>	Confiabilidad
MTTF	1109	Tiempo promedio de fallas

Teniendo un total de 13 eventos de fallas (13 datos de fallas, 1 datos suspendidos)

Para la definición de los parámetros del método Weibull, calculamos el rango medio ( $r_i$ ) y de la mediana ( $j_i$ ) mediante las siguientes fórmulas:

$$j_i = j_{i-1} + \frac{N + 1 - j_{i-1}}{1 + (N - S_i)} \quad (20)$$

$j_0 = 0$  Rango de la media

Rango de la mediana

$$r_i = \frac{j_i - 0.3}{N + 0.4} \quad (21)$$

Con los valores del rango medio y la mediana pasamos de la escala normal a la escala Weibull calculando los valores de X e Y. Al final obtenemos los siguientes valores expuestos en el cuadro siguiente.

CUADRO 21

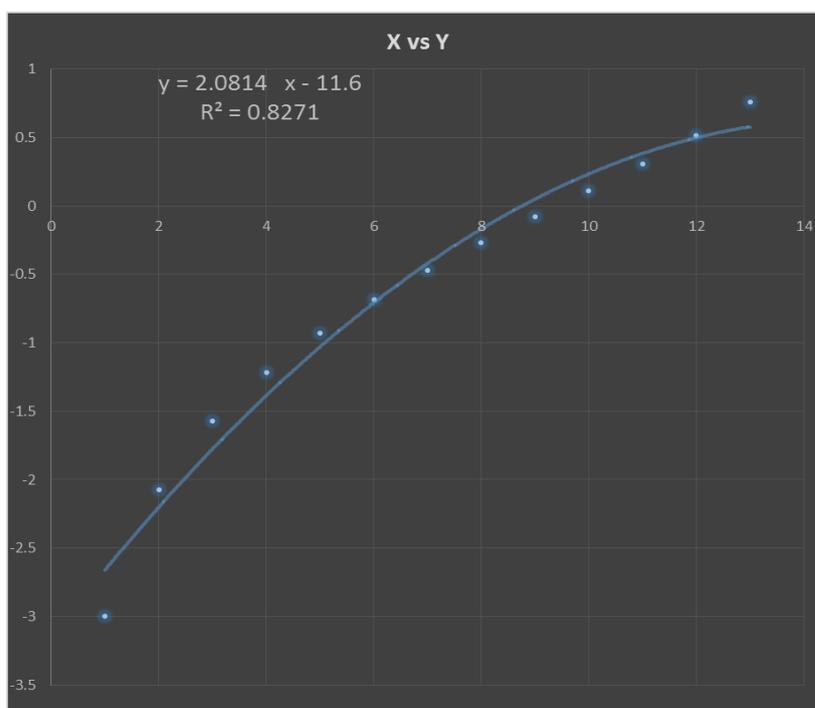
VALORES OBTENIDOS WEIBULL CONDUCTORES

TIPO FALLA	S	Rang.Medio		F^(t)	ln(t) X	Ln(Ln(1/(1-F(t))) Y	R(t)
		j	T (hrs)				
1	0	1.00	84	4.86%	4.4308168	-2.999090431	95.14%
2	1	2.00	264	11.81%	5.5759491	-2.074444344	88.19%
3	2	3.00	307	18.75%	5.72684775	-1.571952527	81.25%
4	3	4.00	430.75	25.69%	6.06552788	-1.214075448	74.31%
5	4	5.00	378	32.64%	5.9348942	-0.928610507	67.36%
6	5	6.00	396	39.58%	5.98141421	-0.685367162	60.42%
7	6	7.00	431	46.53%	6.06610809	-0.468392324	53.47%
8	7	8.00	663	53.47%	6.49677499	-0.267721706	46.53%
9	8	9.00	737	60.42%	6.60258789	-0.076058454	39.58%
10	9	10.00	737	67.36%	6.60258789	0.113030157	32.64%
11	10	11.00	777	74.31%	6.65544035	0.306672154	25.69%
12	11	12.00	1464	81.25%	7.28892769	0.515201894	18.75%
13	12	13.00	1871	88.19%	7.53422833	0.75921576	11.81%

Con los valores de X e Y, podemos calcular los parámetros de la función Weibull:

FIGURA 18

GRAFICA WEIBULL CONDUCTORES



CUADRO 22

VALORES OBTENIDOS PARA LA CONFIABILIDAD DE CONDUCTORES

TIEMPO DE FALLA	$F(t)$	$\ln(t)$ $X$	$\ln(\ln(1/(1-F(t))))$ $Y$	$R(t)$
84	0.04713582	4.4308168	-3.030677679	0.952864177
264	0.19634649	5.5759491	-1.520570912	0.803653513
307	0.23410796	5.72684775	-1.321578129	0.765892039
430.75	0.34090065	6.06552788	-0.874954494	0.659099355
378	0.29595338	5.9348942	-1.0472235	0.704046621
396	0.31141187	5.98141421	-0.985876711	0.688588126
431	0.34111093	6.06610809	-0.874189355	0.658889074
663	0.52106691	6.49677499	-0.306261092	0.478933089
737	0.57105795	6.60258789	-0.166723697	0.42894205
737	0.57105795	6.60258789	-0.166723697	0.42894205
777	0.59648121	6.65544035	-0.0970262	0.403518789
1464	0.87662313	7.28892769	0.738365065	0.123376873
1871	0.94451865	7.53422833	1.061847463	0.055481348

FIGURA 19

CURVA DE INFIABILIDAD DE CONDUCTORES

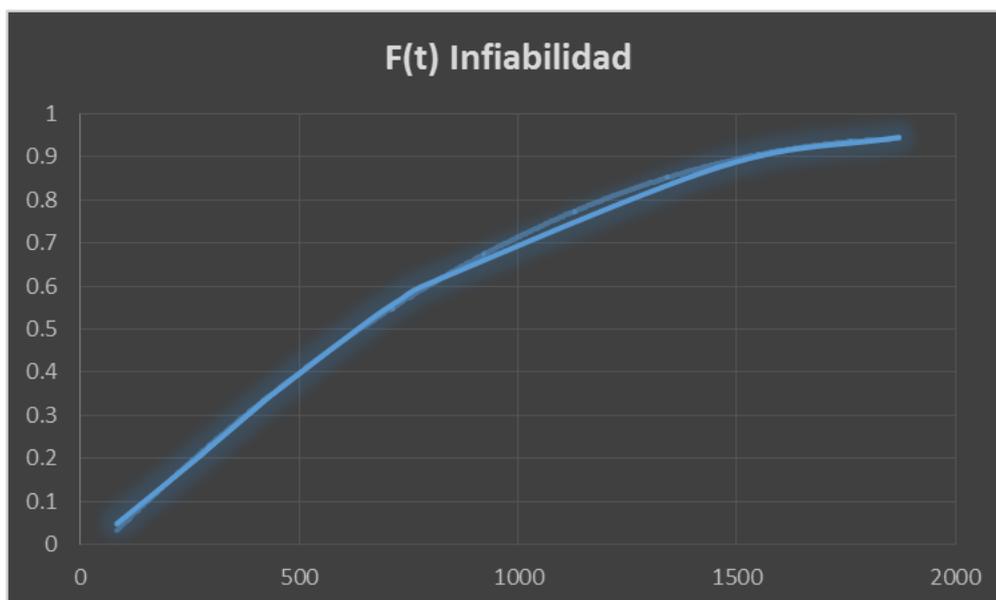
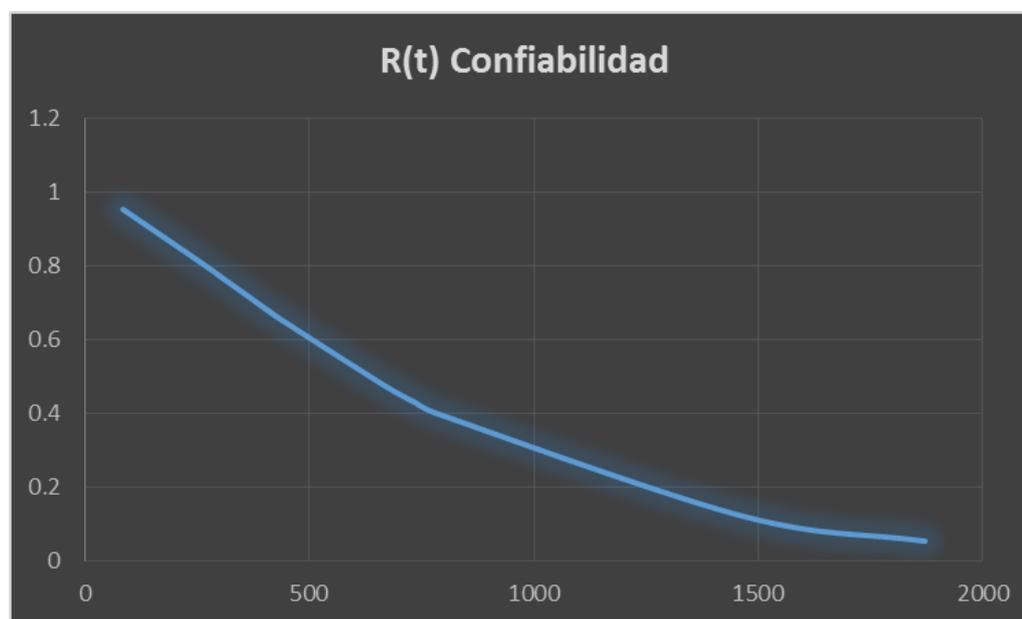


FIGURA 20

## CURVA DE CONFIABILIDAD DE CONDUCTORES



De las gráficas obtenidas se concluye que un mantenimiento óptimo para este equipo es el **mantenimiento preventivo**.

Se realizara el mantenimiento preventivo cada 1109 Horas de operación, para una confiabilidad del 85.94%.

El mantenimiento preventivo a realizar es principalmente el mantenimiento de la franja de servidumbre, es decir desbroce de la vegetación, tala de árboles que se encuentran cerca de las redes.

#### 4.7. DISTRIBUCIÓN WEIBULL PARA LAS PUESTAS A TIERRA

En el cuadro se muestran los resultados del análisis para la distribución Weibull para el sistema de puesta a tierra, el cual nos indica que el mantenimiento preventivo se de realizar cada 658 horas de operación, con una confiabilidad del 55.28 %.

R(t)	55.28%	Confiabilidad
MTTF	658.04	Tiempo promedio de fallas

Teniendo un total de 19 eventos de fallas (19 datos de fallas, 1 datos suspendidos)

Para la definición de los parámetros del método Weibull, calculamos el rango medio (ri) y de la mediana (ji)

Con los valores del rango medio y la mediana pasamos de la escala normal a la escala Weibull calculando los valores de X e Y. Al final obtenemos los siguientes valores expuestos en cuadro siguiente:

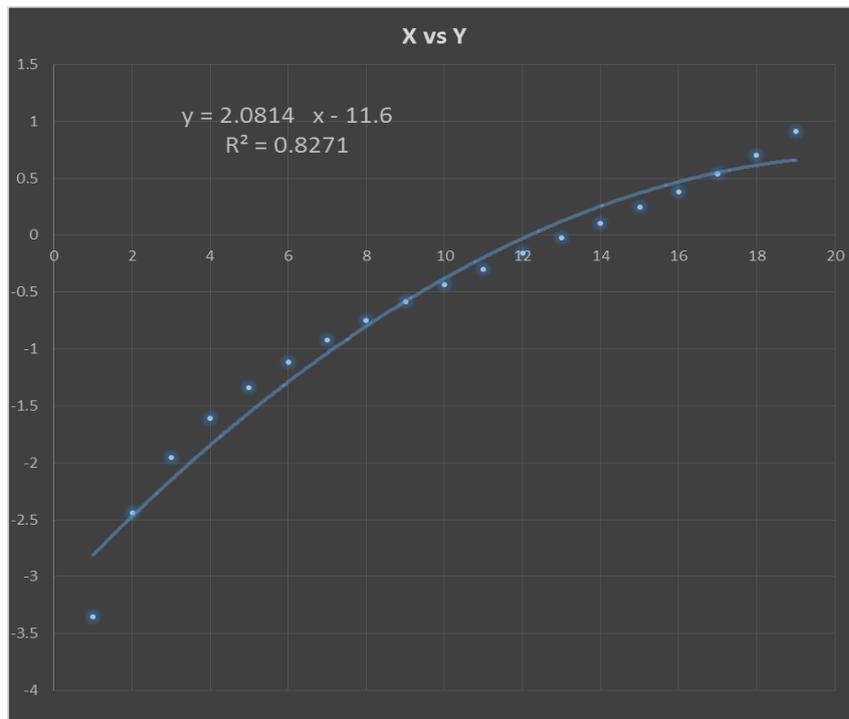
CUADRO 23

VALORES OBTENIDOS WEIBULL PAT

TIPO FALLA	S	Rang.Medio		F^(t)	ln(t) X	Ln(Ln(1/(1-F(t))) Y	R(t)
		j	T (hrs)				
1	0	1.00	15	3.43%	2.7080502	-3.354802509	96.57%
2	1	2.00	24	8.33%	3.17805383	-2.441716399	91.67%
3	2	3.00	24	13.24%	3.17805383	-1.952137671	86.76%
4	3	4.00	25	18.14%	3.21887582	-1.608807204	81.86%
5	4	5.00	39	23.04%	3.66356165	-1.339891087	76.96%
6	5	6.00	43	27.94%	3.76120012	-1.115695152	72.06%
7	6	7.00	83	32.84%	4.41884061	-0.920953918	67.16%
8	7	8.00	100	37.75%	4.60517019	-0.746689513	62.25%
9	8	9.00	290	42.65%	5.66988092	-0.587084006	57.35%
10	9	10.00	309	47.55%	5.73334128	-0.438053654	52.45%
11	10	11.00	323	52.45%	5.77765232	-0.296508894	47.55%
12	11	12.00	323	57.35%	5.77765232	-0.159920103	42.65%
13	12	13.00	382	62.25%	5.94542061	-0.026021058	37.75%
14	13	14.00	382	67.16%	5.94542061	0.107442983	32.84%
15	14	15.00	432	72.06%	6.06842559	0.24300008	27.94%
16	15	16.00	507	76.96%	6.228511	0.383882124	23.04%
17	16	17.00	585	81.86%	6.37161185	0.534855821	18.14%
18	17	18.00	1452	86.76%	7.2806972	0.704227134	13.24%
19	18	19.00	3109	91.67%	8.04205641	0.910235093	8.33%

FIGURA 21

GRAFICA WEIBULL PUESTAS A TIERRA



CUADRO 24

VALORES OBTENIDOS PARA LA CONFIABILIDAD DE LOS PAT

TIEMPO DE FALLA	F(t)	ln(t)	Ln(Ln(1/(1-F(t))))	R (t)
		X	Y	
15	0.09217565	2.7080502	-2.33609669	0.907824347
24	0.12573803	3.17805383	-2.007119286	0.874261968
24	0.12573803	3.17805383	-2.007119286	0.874261968
25	0.12913658	3.21887582	-1.978546074	0.870863417
39	0.1720131	3.66356165	-1.667289782	0.827986898
43	0.18299414	3.76120012	-1.598948075	0.817005861
83	0.27403676	4.41884061	-1.138634903	0.725963236
100	0.3057131	4.60517019	-1.008214164	0.694286905
290	0.53641346	5.66988092	-0.262973591	0.463586541
309	0.5523213	5.73334128	-0.218554738	0.447678702
323	0.56351291	5.77765232	-0.187539375	0.436487092
323	0.56351291	5.77765232	-0.187539375	0.436487092
382	0.60634908	5.94542061	-0.070110548	0.39365092
382	0.60634908	5.94542061	-0.070110548	0.39365092
432	0.63800136	6.06842559	0.015986359	0.36199864
507	0.67909037	6.228511	0.128037588	0.320909629
585	0.71530511	6.37161185	0.228200525	0.284694892
1452	0.90687816	7.2806972	0.864511649	0.09312184
3109	0.9824861	8.04205641	1.397422379	0.017513896

FIGURA 22  
CURVA DE INFIABILIDAD PAT

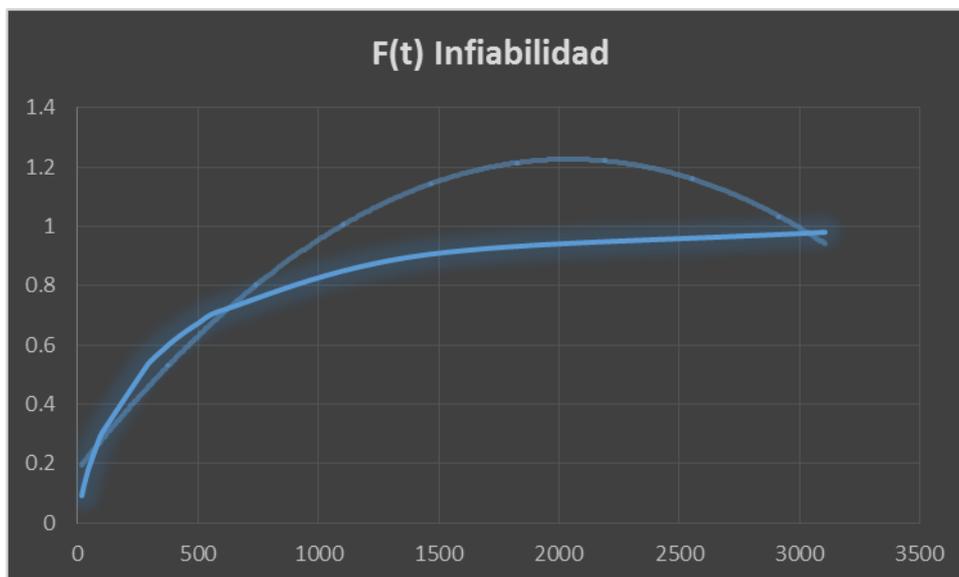
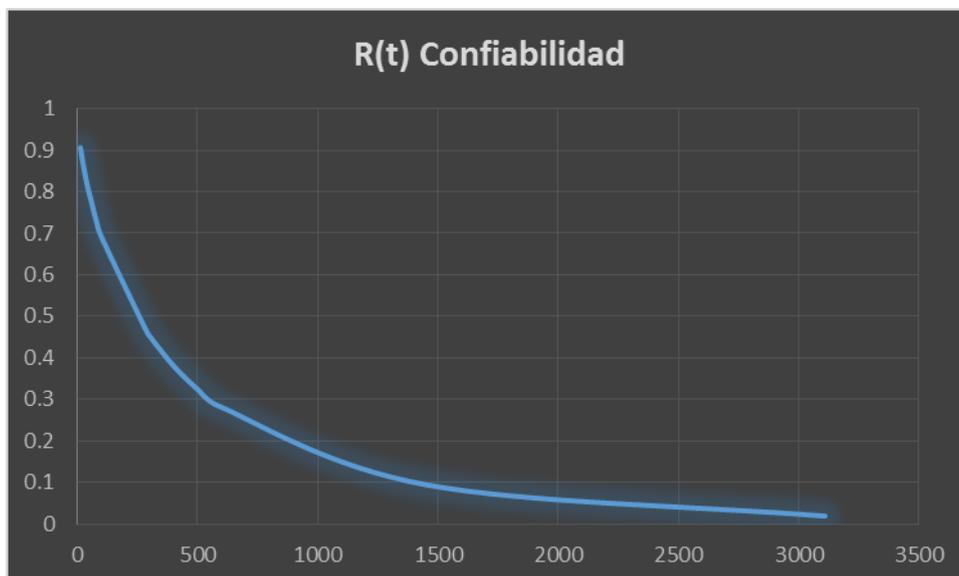


FIGURA 23  
CURVA DE CONFIABILIDAD DE PAT



De las gráficas obtenidas se concluye que un mantenimiento óptimo para este equipo es el **mantenimiento preventivo**.

Se realizara el mantenimiento preventivo cada 658 Horas de operación, para una confiabilidad del 55.28%.

El mantenimiento preventivo a realizar es principalmente el mantenimiento de las puestas a tierra puesto que es son estos elementos los que dan la protección a los equipos actuadores como los pararrayo, los interruptores y demás equipos de la red primaria.

Ramírez en su tesis magistral “Análisis de Datos de Falla”, establece, que la ley de fallas de Weibull es el método más acertado, puesto que abarca muchas otras distribuciones aplicables a la ingeniería de confiabilidad. El análisis de fallas de Weibull se acomoda a una gran cantidad de formas de datos que al final nos orientan sobre la distribución más acertada; además, se dedujeron expresiones matemáticas para las funciones más importantes de la distribución Weibull. Esta herramienta permite el análisis incluso con muy pocos datos.

Martínez en su tesis magistral “Diseño de Estrategias de Mantenimiento para la gestión de Activos Físicos en Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica en Argentina”, concluye que un gasto predominante para una compañía de estas características es el costo de mantener los activos físicos pertenecientes a su sistema de distribución. Existe por tanto la necesidad de desarrollar estrategias de mantenimiento a aplicar sobre dichos activos, que permitan reducir los referidos costos y a la vez mejorar la confiabilidad del sistema. Ante esta situación, la gestión de activos implica la decisión de maximizar los beneficios del negocio de operar las redes, efectuando al mismo tiempo el suministro de energía a los clientes

de modo económico, con elevados niveles de calidad de servicio y con un nivel de riesgo aceptable y confiable, sin perder de vista por ello los resultados de largo plazo del negocio. Dado que no existe un modelo único para la gestión del mantenimiento que contemple las nuevas características del mercado eléctrico, las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben desarrollar nuevas estrategias con una visión global del negocio que contemplen la nueva realidad del sector, considerando la confiabilidad de sus instalaciones junto con los riesgos y costos asociados

Hernández en su tesis magistral “Gestión de Mantenimiento de Transmisión del Sector Eléctrico Del Estado Zulia” demuestra que el 100% de las personas entrevistadas afirman que la elaboración de un Plan Anual de Mantenimiento de Transmisión representa una ventaja ya que permite a las unidades responsables por esta actividad, gestionan con antelación los recursos humanos y materiales requeridos para acometer las actividades de mantenimiento preventivo y predictivo para cada uno de los equipos mayores y sus equipos auxiliares, con lo que se mejoraría el factor de disponibilidad de estos equipos.

## CONCLUSIONES

- Se ha diseñado el programa de Gestión de mantenimiento de las Redes Eléctricas del Sistema de Distribución del Servicio Eléctrico 22.9/13.2 KV San Gabán – Ollachea basado en los elementos críticos como es el sistema de protección y los conductores, el cual nos permite pronosticar las fallas ocasionadas en las líneas de la Red Primaria. El plan de mantenimiento obedece a una Gestión Estratégica puesto que se encuentra enmarcado dentro de las acciones y las decisiones corporativas de largo plazo; de acuerdo con (Hernández, 2013) el Plan Anual de mantenimiento es una guía para la elaboración de los mantenimientos y que debe ser flexibilizada para adaptarla a la realidad actual.
- Se ha identificado las fallas y elementos críticos de las Redes Eléctricas del Sistema de Distribución del Servicio Eléctrico 22.9/13.2 KV San Gabán – Ollachea, para prevenir las fallas del sistema. Los elementos críticos encontrados en la presente investigación son los elementos de

protección en conjunto y el sistema de transporte de la energía es decir los conductores.

- Se ha realizado la propuesta respectiva del plan de mantenimiento preventivo de las Redes Eléctricas del Sistema de Distribución del Servicio Eléctrico 22.9/13.2 KV San Gabán – Ollachea basado en la confiabilidad aplicando la metodología de Weibull el cual nos da como resultado para el conductor de aluminio, el cual nos indica que el mantenimiento preventivo se de realizar cada 1109 Horas de operación, con una confiabilidad del 85.94%, este mantenimiento se relaciona como tarea primordial en el mantenimiento de la franja de servidumbre, en los siguientes elementos críticos que son básicamente los dispositivos de protección y principalmente los posos a tierra el mantenimiento preventivo se deberá realizar cada 658 horas de operación, con una confiabilidad del 55.28 %, esto nos indica que este mantenimiento será muy importante que se realice en las temporadas o épocas lluviosas del año en donde se presenta las tormentas eléctricas

### RECOMENDACIONES

- Aplicar el plan de mantenimiento propuesto en el desarrollo del presente trabajo de investigación así mismo Instruir al personal en la aplicación de RCM con la finalidad de mejorar la cultura de mantenimiento dentro del desarrollo de la operación de las redes de distribución eléctrica. Implementar programas de evaluación de criticidad en estudios posteriores para las unidades, aplicar periódicamente indicadores de gestión del mantenimiento como disponibilidad, confiabilidad, mantenibilidad, y el cumplimiento del programa de mantenimiento, para evaluar la gestión de mantenimiento.
- Continuar con la línea de investigación referente al mantenimiento de las redes de transmisión de energía eléctrica como por ejemplo en la evaluación de los costos que implica implementar la gestión de mantenimiento.

## BIBLIOGRAFÍA

- Aguilar, P. R. (2006). *Confiabilidad*. Mexico: P.R.
- Aliso, N. C. (2004). *Introducción a la Investigación Educativa* (Segunda Edición ed.). Maracaibo Venezuela: Graficas S.A.
- Àlvares, G. A. (2004). *Programa de Mantenimiento Preventivo Para la Empresa Metalmeccànica Industrias AVM S.A.* Bucaramanga: UIS.
- Castaño, S. R. (2006). *Redes de Distribuciòn de Energia* (Tercera Ediciòn ed.). Manizales: UNC.
- Castaño, S. R. (2014). *Análisis de Datos de Falla*. Manizales Colombia: UNC.
- Chavez, N. (2004). *Introducción a la Investigación Educativa* (Segunda Edición ed.). Maracaibo Venezuela: Graficas S.A.
- Chinchay, A. P. (2010). *Texto de tecnicas de Mantenimiento Predictivo*. Callao-Peru: UNC.
- Enriquez, A. C. (2006). *Líneas de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica*. San Nicolas de los Garza: UANL.
- Garrido, S. G. (2009). *Mantenimiento Correctivo Organizaciòn y Gestión de la Reparaciòn de Averías*. Madrid España : RENOVETEC.

- Garrido, S. G. (2009). *Tècniques Avanzadas de Gestìon de Mantenimiento en la Industria* . Madrid España: RENOVETEC.
- Gutierrez, A. M. (2005). *Mantenimiento Estrategico para empresas de Servicios y/o Industriales* . Mexico : AMG.
- Hernández, A. (2013). *Gestión de Mantenimiento de Transmisión del Sector Eléctrico Del Estado Zulia*. Maracaibo: SERBILUZ.
- Jones, R. (1995). *Risk Based Management a Realibility Centered Approach* (Primera Edición ed.). Houston Texas: Gulf Publishing Company.
- Knezevic, J. (1996). *Mantenibilidad* (Edicion 4 ed.). Madrid España: Isdefe.
- Lizarazo, E. M. (2010). *La recolección de datos*. México: McGRAW-HILL.
- Logantt, F. M. (2007). *Elementos de Líneas de Transmisión Aéreo*. Venezuela : FMG.
- Martínez, J. L. (2006). *Diseño de Estrategias de Mantenimiento para la gestión de Activos Físicos en Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica en Argentina*. Buenos Aires: UTN.
- MEM. (2012). *Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011)*. Lima Perú: MEM.
- Mèndez, J. J. (2007). *Plan de Mantenimiento preventivo para PROACES*. San Salvador: UCJSC.
- Meza, O. R. (2006). *Líneas de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica*. San Nicolas de los Garza: UANL.
- Moubray, J. (2004). *Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (Reability centred Maintenance)*. Buenos Aires- Argentina: Aladon LLC.
- Nachlas, J. A. (1995). *Fiabilidad*. Madrid España: Isdefe.

- Palmer, R. D. (2010). *Maintenace Planing and Scheduling Handbook* (Segunda Edición ed.). New York: McGraw-Hill.
- Parra, C. (1998). *Course of Reliability Centered Maintenance*. Mérida Venezuela: UA.
- PROCOBRE. (2001). *El Cobre es Eterno*. Lima Perú: PROCOBRE.
- Ramírez, S. (2014). *Ánàlisis de Datos de Falla*. Manizales Colombia: UNC.
- Reyes, I. (2005). *Método de Recolección de Datos*. Carabao Venezuela: UCV.
- Sampieri, H. (1991). *Metodología de la Investigación* (Primera Edición ed.). México: McGraw-Hill.
- Smith, R. (2003). *Machinery Repair Best Maintenance Practiques Pocket Guide*. San Francisco: Butteworth Heinemann.



**ANEXOS**

ANEXO 1.

FAJA DE SERVIDUMBRE

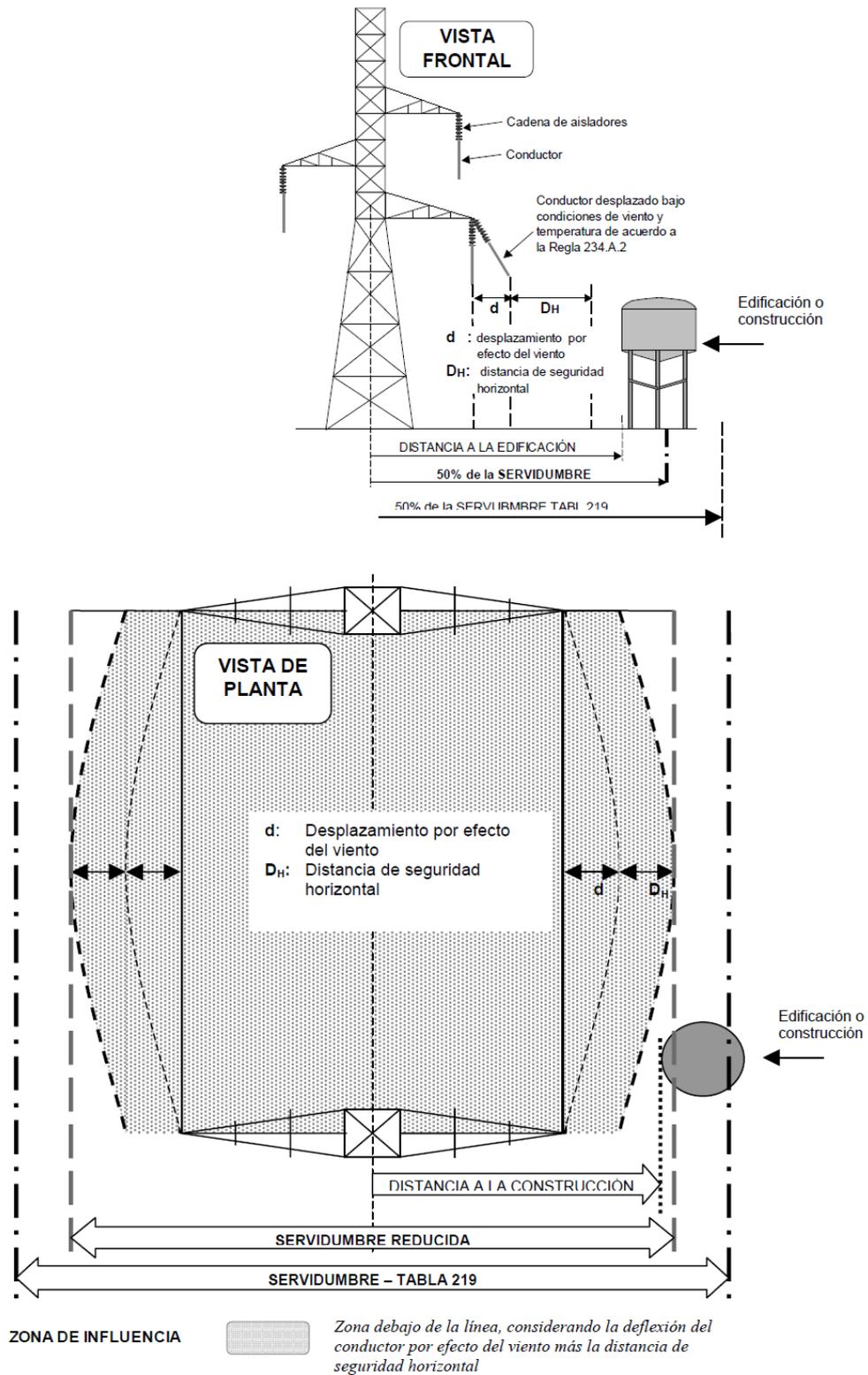


Figura 219.B-1 Edificaciones o construcciones de dominio privado dentro de la Faja de Servidumbre pero Fuera de su Zona de Influencia

## ANEXO 2.

## ANCHOS MINIMOS DE FAJA DE SERVIDUMBRE

**Tabla 219**  
**Anchos mínimos de fajas de servidumbres**

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

*NOTA 1: Evitar pasar la línea aérea sobre ambientes donde pueda haber actos o presencia masiva de público como son parques zonales o metropolitanos, zoológicos, plazas, cementerios, complejos deportivos, entre otros.*

*NOTA 2: En todo momento, prever que por seguridad, las instalaciones eléctricas de suministro deben disponer del sistema de protección adecuado que elimine la situación de riesgo eléctrico.*

*NOTA 3: Desde la etapa de proyecto, el titular de la línea aérea deberá realizar las coordinaciones y aseguramiento necesario para evitar contratiempos en la obtención de la imposición de la servidumbre.*

*NOTA 4: La responsabilidad civil frente a terceros de los concesionarios que cuenten con derecho de servidumbre será determinada por el Poder Judicial, previa investigación.*

*NOTA 5: Esta nota no está considerada en esta edición.*

*NOTA 6: En el caso especial de zonas no urbanas, donde existan árboles de gran tamaño o muy frondosos (ejemplo zona de selva), la faja de servidumbre podrá ser incrementada según previo acuerdo con las entidades gubernamentales respectivas e involucradas con el tema.*

*NOTA 7: En el caso de soportes con una o más ternas definitivas ubicadas a un mismo lado de la estructura, los conductores deberán estar hacia el lado de la calzada y podrá tomarse la mitad de los anchos indicados en la Tabla 219, verificando –que según las limitaciones del lugar- si las distancias de seguridad resulten suficientes para evitar riesgos a otras instalaciones o edificaciones. Véase la Figura 219-2. Si no se pudiese cumplir con la mitad de la faja de servidumbre de la Tabla 219, podrá ser menor, siempre y cuando cumpla con la distancia mínima de seguridad considerando el desplazamiento máximo del conductor.*

ANEXO 3.

REGISTRO DE FALLAS



Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad

REPORT DE INTERRUPCIONES						SERVICIO ELECTRICO		
OPERACIONES Y MANTENIMIENTO						OLLACHEA - SAN GABAN		
	MES	SERVICIO	MOTIVO-CAUSA DE LA INTERRUPCION	DESCRIPCION DE LA INTERRUPCION	INICIO	FIN	DURACION	CAUSA
1	NOVIEMBRE	OLLACHEA SAN GABAN	CAIDA DE ARBOLES EN LA L.T. CERCA A LA CIUDAD DE SAN GABAN	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	26-nov	26-nov	7:52	Caida de Árbol
2	NOVIEMBRE	OLLACHEA SAN GABAN	LLUVIAS CON RELAMPAGOS, RAYOS Y FUERTES VIENTOS EN SAN GABAN Y PUERTO MANOA	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	23-nov	23-nov	0:39	Descargas Atmosféricas
3	NOVIEMBRE	OLLACHEA SAN GABAN	LLUVIAS CON RELAMPAGOS, RAYOS Y FUERTES VIENTOS EN SAN GABAN Y PUERTO MANOA	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	22-nov	22-nov	2:07	Descargas Atmosféricas
4	NOVIEMBRE	OLLACHEA SAN GABAN	INTENSAS LLUVIAS CON PRESENCIA DE RELAMPAGOS Y DESCARGAS ATMOSFERICAS	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	12-nov	12-nov	3:05	Contacto de Red con árbol
5	NOVIEMBRE	OLLACHEA SAN GABAN	INTENSAS LLUVIAS CON PRESENCIA DE RELAMPAGOS Y DESCARGAS ATMOSFERICAS	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	08-nov	08-nov	0:59	Descargas Atmosféricas
6	OCTUBRE	OLLACHEA SAN GABAN	LLUVIAS CON RELAMPAGOS, RAYOS Y FUERTES VIENTOS	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	26-oct	26-oct	0:45	Descargas Atmosféricas
7	OCTUBRE	OLLACHEA SAN GABAN	LLUVIAS CON RELAMPAGOS, RAYOS Y FUERTES VIENTOS	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	24-oct	24-oct	1:00	Descargas Atmosféricas
8	OCTUBRE	OLLACHEA SAN GABAN	LLUVIAS CON RELAMPAGOS, RAYOS Y FUERTES VIENTOS	INTERRUPCION DE LA DERIVACION CASAHUIRI - SAN GABAN	20-oct	21-oct	22:40	Descargas Atmosféricas
9	OCTUBRE	OLLACHEA SAN GABAN	INTERRUPCION A SOLICITUD DE LA EMPRESA DE GENERACION SAN GABAN	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	16-oct	16-oct	11:40	Por mantenimiento
10	SETEMBRE	OLLACHEA SAN GABAN	INTERRUPCION POR CAIDA DE ARBOL EN LAS INMEDIACIONES DE CHURUMAYO	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 02	27-sep	27-sep	0:10	Caida de Árbol
11	SETEMBRE	OLLACHEA SAN GABAN	INTERRUPCION POR CAIDA DE ARBOL EN LAS INMEDIACIONES DE CHURUMAYO	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 01 Y 02	26-sep	26-sep	0:55	Caida de Árbol
12	SETEMBRE	OLLACHEA SAN GABAN	LLUVIAS CON RELAMPAGOS, RAYOS Y FUERTES VIENTOS	INTERRUPCION DE LA DERIVACION CAMATANI - AYAPATA	26-sep	26-sep	1:30	Descargas Atmosféricas
13	SETEMBRE	OLLACHEA SAN GABAN	LLUVIAS CON RELAMPAGOS, RAYOS Y FUERTES VIENTOS	INTERRUPCION DE LA DERIVACION CAMATANI - AYAPATA	25-sep	25-sep	1:00	Descargas Atmosféricas
14	SETEMBRE	OLLACHEA SAN GABAN	LLUVIAS CON RELAMPAGOS, RAYOS Y FUERTES VIENTOS	INTERRUPCION DE LA DERIVACION CAMATANI - AYAPATA	24-sep	24-sep	7:00	Descargas Atmosféricas
15	SETEMBRE	OLLACHEA SAN GABAN	INTENSAS LLUVIAS CON PRESENCIA DE RELAMPAGOS Y DESCARGAS ATMOSFERICAS	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	23-sep	23-sep	3:20	Descargas Atmosféricas
16	SETEMBRE	OLLACHEA SAN GABAN	INCENDIO PROVOCADO POR TERCEROS EN LA DERIVACION AYAPATA DEL C.P. CAMATANI	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	12-sep	13-sep	16:00	Caida de Estructura
17	SETEMBRE	OLLACHEA SAN GABAN	INTERRUPCION POR MANIOBRAS DE TERCEROS EN LA CIUDAD DE SAN GABAN AGUAS ABAJO	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 01 Y 02	11-may	11-sep	2953:10	Por terceros
18	SETEMBRE	OLLACHEA SAN GABAN	INTERRUPCION POR CAIDA DE ARBOL EN LAS INMEDIACIONES DEL PUENTE ARICA - SAN GARI	APERTURA EN CUT OUT - CHACADORA	08-sep	08-sep	3:10	Caida de Árbol
19	AGOSTO	OLLACHEA SAN GABAN	INTERRUPCION POR MANIOBRAS DE TERCEROS EN LA CIUDAD DE SAN GABAN AGUAS ABAJO	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 01 Y 02	31-may	30-ago	2184:34	Por terceros
20	AGOSTO	OLLACHEA SAN GABAN	INTERRUPCION POR CAIDA DE ARBOL EN LAS INMEDIACIONES DE CHURUMAYO	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 02	28-ago	28-ago	1:30	Contacto de Red con árbol
21	JULIO	OLLACHEA SAN GABAN	INTENSAS LLUVIAS Y NEVADAS EN LAS ALTURAS	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	25-jul	25-jul	7:23	Descargas Atmosféricas
22	JULIO	OLLACHEA SAN GABAN	INTERRUPCION POR CAIDA DE ARBOL EN LAS INMEDIACIONES DE CHURUMAYO	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON CAIDA DE FUSIBLE EN EL CUT OUT DE INGRESO AL TRANSFORMADOR 13.8/22.9kV	19-jul	19-jul	1:15	Por terceros
23	JULIO	OLLACHEA SAN GABAN	INTERRUPCION POR CAIDA DE ARBOL EN LAS INMEDIACIONES DE CHURUMAYO	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON CAIDA DE FUSIBLE EN EL CUT OUT DE INGRESO AL TRANSFORMADOR 13.8/22.9kV	15-jul	15-jul	6:05	Por terceros
24	JULIO	OLLACHEA SAN GABAN	INTENSAS LLUVIAS Y NEVADAS EN LAS ALTURAS	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	07-jul	07-jul	7:38	Descargas Atmosféricas
25	MAYO	OLLACHEA SAN GABAN	INTERRUPCION POR MANIOBRAS DE TERCEROS EN LA CIUDAD DE SAN GABAN AGUAS ABAJO	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 01 Y 02	31-may	31-may	0:34	Por terceros
26	MAYO	OLLACHEA SAN GABAN	INTERRUPCION POR CAIDA DE ARBOL EN LAS INMEDIACIONES DE CHURUMAYO	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 02	28-may	28-may	1:30	Contacto de Red con árbol
27	MAYO	OLLACHEA SAN GABAN	INTERRUPCION POR CAIDA DE ARBOL EN LAS INMEDIACIONES DE CHURUMAYO	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 02	27-may	27-may	0:10	Caida de Árbol
28	MAYO	OLLACHEA SAN GABAN	INTERRUPCION POR CAIDA DE ARBOL EN LAS INMEDIACIONES DE CHURUMAYO	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 01 Y 02	26-may	26-may	0:55	Caida de Árbol
29	MAYO	OLLACHEA SAN GABAN	INTERRUPCION POR MANIOBRAS DE TERCEROS EN LA CIUDAD DE SAN GABAN AGUAS ABAJO	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 01 Y 02	11-may	11-may	1:10	Por terceros
30	MAYO	OLLACHEA SAN GABAN	INTERRUPCION POR CAIDA DE ARBOL EN LAS INMEDIACIONES DEL PUENTE ARICA - SAN GARI	APERTURA EN CUT OUT - CHACADORA	08-may	08-may	3:10	Caida de Árbol



REPORTE DE INTERRUPCIONES						SERVICIO ELECTRICO		
OPERACIONES Y MANTENIMIENTO						OLLACHEA - SAN GABAN		
	MES	SERVICIO	MOTIVO-CAUSA DE LA INTERRUPCION	DESCRIPCIÓN DE LA INTERRUPCIÓN	INICIO	FIN	DURACIÓN	CAUSA
28	MAYO	OLLACHEA SAN GABAN	INTERRUPCION POR CAIDA DE ARBOL EN LAS INMEDIACIONES DE CHURUMAYO	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 01 Y 02	26-may	26-may	0:55	Caida de Árbol
29	MAYO	OLLACHEA SAN GABAN	INTERRUPCION POR MANIOBRAS DE TERCEROS EN LA CIUDAD DE SAN GABAN, AGUAS ABAJO	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 01 Y 02	11-may	11-may	1:10	Por terceros
30	MAYO	OLLACHEA SAN GABAN	INTERRUPCION POR CAIDA DE ARBOL EN LAS INMEDIACIONES DEL PUENTE ARICA - SAN GARI	APERTURA EN CUT OUT - CHACADORA	08-may	08-may	3:10	Caida de Árbol
31	OCTUBRE	OLLACHEA SAN GABAN	INTENSAS LLUVIAS CON PRESENCIA DE RELAMPAGOS Y DESCARGAS ATMOSFERICAS	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	10-abr	10-abr	0:29	Caida de Estructura
32	MARZO	OLLACHEA SAN GABAN	INTERRUPCION EN LA DERIVACION HACIA AYAPATA	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 01 Y 02	01-mar	01-mar	1:10	Por terceros
33	FEBRERO	OLLACHEA SAN GABAN	TORMENTA EN LA ZONA Y DESCARGAS ATMOSFERICAS	APERTURA DE CUT OUT EN SECTOR CHURUMAYO	28-feb	28-feb	0:25	Descargas Atmosféricas
34	FEBRERO	OLLACHEA SAN GABAN	DESCARGAS ATMOSFERICAS	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 02	27-feb	27-feb	2:10	Descargas Atmosféricas
35	FEBRERO	OLLACHEA SAN GABAN	TORMENTA EN LA ZONA Y DESCARGAS ATMOSFERICAS	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 02	06-feb	06-feb	2:12	Descargas Atmosféricas
36	ENERO	OLLACHEA SAN GABAN	TORMENTA EN LA ZONA Y DESCARGAS ATMOSFERICAS	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 01 Y 02	25-ene	25-ene	0:58	Descargas Atmosféricas
37	ENERO	OLLACHEA SAN GABAN	LLUVIAS CON RELAMPAGOS, RAYOS Y FUERTES VIENTOS EN SAN GABAN Y	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	22-ene	22-ene	2:07	Descargas Atmosféricas
38	ENERO	OLLACHEA SAN GABAN	DESCARGAS ATMOSFERICAS	APERTURA EN RECLOSER SALIDA 02	13-ene	13-ene	0:05	Por mantenimiento
39	ENERO	OLLACHEA SAN GABAN	INTENSAS LLUVIAS CON PRESENCIA DE RELAMPAGOS Y DESCARGAS ATMOSFERICAS	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	12-ene	12-ene	3:05	Contacto de Red con árbol
40	ENERO	OLLACHEA SAN GABAN	INTENSAS LLUVIAS CON PRESENCIA DE RELAMPAGOS Y DESCARGAS ATMOSFERICAS	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	08-ene	08-ene	0:59	Descargas Atmosféricas
41	dic-15	OLLACHEA SAN GABAN	CAIDA DE ARBOLES EN LA L.T. CERCA A LA CIUDAD DE SAN GABAN	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	26-dic	26-dic	7:52	Caida de Árbol
42	dic-15	OLLACHEA SAN GABAN	LLUVIAS CON RELAMPAGOS, RAYOS Y FUERTES VIENTOS EN SAN GABAN Y PUERTO MANOA	INTERRUPCION DEL SERVICIO ELECTRICO 9501 (SALIDA 01 Y 02), CON BLOQUEO EN EL RECLOSER GENERAL	23-dic	23-dic	0:39	Descargas Atmosféricas