

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN AGUSTÍN DE AREQUIPA  
ESCUELA DE POSGRADO**

**UNIDAD DE POSGRADO DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE  
PRODUCCIÓN Y SERVICIOS**



**PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN RCM PARA MEJORAR LA  
CONFIABILIDAD DE LA RED DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DE ALTA  
TENSIÓN, CASO: SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION-SPCC**

Tesis presentada por el bachiller:

**SANTANA SANCHEZ, LINO CALEB**

Para optar el grado académico de Maestro  
en Gestión de la Energía con mención en  
Electricidad

Asesor: Dr. Sanga Quiroz, Celso Antonio

**Arequipa - Perú**

**2022**

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios, porque con su infinita bondad fortaleció mi perseverancia y permitió que pueda cristalizar un objetivo más en mi vida.

A Dios, a mi esposa Deicy, a mis hijos Victor y Victoria por todo el apoyo y comprensión que me brindaron durante la realización de la maestría y de la presente tesis.

A los profesores de la Unidad de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de Producción y Servicios de la Universidad Nacional de San Agustín por sus valiosas enseñanzas.

Agradecimiento a la Dr. Edgar Cáceres por su valioso asesoramiento en la presente tesis.

## **DEDICATORIA**

A Dios, por darme perseverancia y fuerza de voluntad.

A mi tío Mauro, ejemplo de disciplina y bondad quien me enseñó a no darme por vencido para cumplir con mis objetivos y metas.

A mi esposa Deicy, eje de mi hogar.

A mis hijos Victor y Victoria, mi razón de ser, los amo.

## **RESUMEN**

La red de transmisión eléctrica de alta tensión de la empresa Southern Perú Copper Corporation, en adelante SPCC, está conformado por 14 líneas de transmisión de 138kV y dos

líneas de transmisión de 220kV los cuales suministran energía eléctrica a las unidades operativas de Ilo, Toquepala y Cuajone.

Desde el año 1997 la empresa contratista ENGIE (ex ENERSUR) es responsable de planificar y realizar el mantenimiento de las líneas de transmisión de SPCC bajo la coordinación y supervisión del área de Sistemas de Potencia de SPCC. En base a la metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) se propone mejorar el Plan de Mantenimiento de las líneas de transmisión de SPCC.

Después de analizar los costos anuales por mantenimiento de todas las líneas de transmisión de SPCC, se puede afirmar que los mayores costos de mantenimiento se deben a los lavados en caliente de las líneas de transmisión debido al uso del camión lavador, cuyo precio de alquiler por hora es alrededor de \$120 dólares. Los costos por lavado en caliente representan en promedio el 36% del total de los costos de mantenimiento de las líneas de transmisión de SPCC.

En base a los análisis de criticidad, análisis FMEA, análisis FMECA, análisis costo riesgo beneficio y el análisis RCM de las líneas de transmisión de SPCC, se propone reducir a la mitad la frecuencia de lavados en caliente, con lo cual se obtiene un ahorro de US\$ 69,550 dólares por año equivalente a un ahorro de 20.8% anual en el costo de mantenimiento de las líneas de transmisión, logrando de esta manera optimizar el plan de mantenimiento actual de SPCC y mejorar la confiabilidad de la red de transmisión eléctrica de alta tensión de SPCC.

#### PALABRAS CLAVES

Mantenimiento, confiabilidad, disponibilidad.

#### **ABSTRACT**

The high voltage electrical transmission network of Southern Peru Copper Corporation, hereinafter SPCC, has 14 transmission lines of 138 kV and two transmission lines of 220 kV which supply electrical energy to the operating units of Ilo, Toquepala and Cuajone.

Since 1997, the contractor company ENGIE (formerly ENERSUR) is responsible for planning and maintaining SPCC's transmission lines under the coordination and supervision of the SPCC Power Systems area. Based on the reliability-centered maintenance (RCM) methodology, it is proposed to improve the Maintenance Plan for SPCC's transmission lines.

After analyzing the annual maintenance costs of all SPCC's transmission lines, it can be stated that the higher maintenance costs are due to the hot washing of the transmission lines due to the use of the washing truck, whose rental price per hour is around US \$ 120 dollars. Hot wash costs represent an average of 36% of SPCC's total transmission line maintenance costs.

Based on criticality analysis, FMEA analysis, FMECA analysis, cost-risk-benefit analysis, and RCM analysis of SPCC's transmission lines, it is proposed to reduce half the frequency of hot washes, thereby obtaining savings of US \$ 69,550 dollars per year, equivalent to a saving of 20.8% per year in the maintenance cost of the transmission lines, thus optimizing SPCC's current maintenance plan and improving the reliability of the high-voltage electrical transmission network.

#### KEYWORDS

Maintenance, reliability, availability.

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

AGRADECIMIENTO .....	2
----------------------	---

DEDICATORIA .....	2
RESUMEN .....	3
ABSTRACT .....	4
ÍNDICE DE CONTENIDOS .....	5
ÍNDICE DE TABLAS .....	10
ÍNDICE DE FIGURAS .....	11
CAPITULO I: PLANTEAMIENTO METODOLÓGICO .....	12
1.1. El problema.....	12
1.1.1. Planteamiento del problema.....	12
1.1.2. Formulación interrogativa del problema.....	12
1.2. Justificación de la investigación .....	13
1.3. Delimitación de la investigación.....	13
1.4. Objetivos de la investigación.....	13
1.4.1. Objetivo general .....	13
1.4.2. Objetivos específicos .....	14
1.5. Hipótesis .....	14
1.6. Variables.....	14
1.6.1. Variable independiente .....	14
1.6.2. Variable dependiente.....	15
1.7. Metodología.....	16
1.7.1. Tipo de investigación .....	16
1.7.2. Técnicas de recolección de datos .....	16
1.7.3. Tipo de diseño de la investigación.....	17

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.....	18
2.1. Mantenimiento.....	18
2.1.1 Gestión del mantenimiento. ....	18
2.1.2 Objetivos del mantenimiento .....	18
2.1.3 Tipos de mantenimiento.....	19
2.1.4 Costos del mantenimiento.....	22
2.2 Mantenibilidad.....	22
2.3 Disponibilidad.....	24
2.3.1 Definición.....	24
2.3.2 Elementos de la Disponibilidad .....	26
2.3.3 Tipos de disponibilidad.....	28
2.4 Confiabilidad .....	29
2.4.1 Definición.....	29
2.4.2 Confiabilidad de un sistema.....	30
2.4.3 La distribución de Weibull.....	34
2.5 Falla de un equipo o componente .....	38
2.5.1 Definición.....	38
2.5.2 Clasificación de las fallas.....	39
2.5.3 Patrones de falla.....	40
2.6 Análisis de criticidad de fallas .....	43
2.7 Análisis de modos y efectos de fallas (FMEA).....	44
2.8 Diagrama de Pareto.....	46

CAPITULO III ELABORACIÓN DE LA PROPUESTA .....	48
3.1. Descripción de la gestión actual de la red de transmisión eléctrica de alta tensión en la empresa SPCC .....	48
3.1.1. Gerencia de Mantenimiento – Sistemas de Potencia .....	48
3.1.2. Contexto Operacional.....	49
3.1.3. Análisis de Criticidad / Jerarquización de Sistema / Equipos .....	51
3.1.3.1. Análisis del histórico de Fallas .....	51
3.1.3.2 Análisis de criticidad (Basado en Riesgo) .....	52
3.1.3.3 Análisis de Pareto .....	54
3.1.4. Listado de Sistema/Equipos/Componentes Priorizados/Críticos .....	55
3.1.5. Análisis FMEA's o FMECA's .....	56
3.1.5.1 Análisis FMEA .....	56
3.5.2. Análisis FMECA.....	58
3.1.6. Análisis RCM.....	60
3.1.6.1. Función .....	61
3.1.6.2. Falla Funcional .....	61
3.1.6.3. Modo de Falla .....	61
3.1.6.4. Efecto de Falla .....	61
3.1.6.5. Consecuencia de Falla .....	62
3.1.6.6. Tareas Proactivas .....	62

3.1.6.7. Tareas por Omisión.....	63
CAPITULO IV .....	65
ANALISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS .....	65
4.1. Plan De Mantenimiento Para Mejorar La Confiabilidad De La Red De Transmisión De Alta Tensión .....	65
4.1.1. Plan de mantenimiento preventivo actual .....	65
4.1.2. Plan de mantenimiento predictivo .....	71
4.1.3. Análisis de costos.....	72
CONCLUSIONES .....	75
RECOMENDACIONES .....	76
BIBLIOGRAFÍA .....	77
ANEXOS .....	79

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 <i>Clasificación de las fallas</i> .....	39
Tabla 2 <i>Determinación de criticidad de un equipo por puntuación ponderada</i> .....	44
Tabla 3 <i>Número de eventos con tiempo perdido en las líneas de transmisión de SPCC</i> ....	51
Tabla 4 <i>Componentes asociados a la causa raíz de eventos con tiempo perdido en las líneas de transmisión de SPCC</i> .....	54
Tabla 5 <i>Líneas de Transmisión de SPCC</i> .....	55
Tabla 6 <i>Análisis FMEA de las líneas de transmisión de SPCC</i> .....	57
Tabla 7 <i>Análisis FMECA de las líneas de transmisión de SPCC</i> .....	59
Tabla 8 <i>Análisis RCM de las líneas de transmisión de SPCC</i> .....	64
Tabla 9 <i>Plan de mantenimiento preventivo actual de las líneas de transmisión de SPCC</i> .	65
Tabla 10 <i>Plan de mantenimiento predictivo de las líneas de Transmisión de SPCC</i> .....	71
Tabla 11 <i>Costos referenciales por el mantenimiento de la línea L-1391</i> .....	72
Tabla 12 <i>Costos anuales por mantenimiento de las líneas de transmisión de SPCC</i> .....	73
Tabla 13 <i>Costos anuales actualizados por el mantenimiento de las líneas de transmisión de SPCC</i> .....	74

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Estimación del Tiempo Medio entre Fallas (TMEF o MTBF) y del Tiempo Medio de Reparación (TMDR o MTTR).....	23
Figura 2. Relación entre Confiabilidad, Mantenibilidad y Disponibilidad.....	25
Figura 3. Confiabilidad de un Sistema serie .....	30
<i>Figura 4.</i> Confiabilidad de un Sistema paralelo .....	31
<i>Figura 5.</i> Confiabilidad de un Sistema redundante .....	33
<i>Figura 6.</i> Función de densidad de probabilidad, Función de Confiabilidad, Función de probabilidad acumulada y función de tasa de falla.....	37
<i>Figura 7.</i> Estados de funcionalidad de un equipo.....	38
<i>Figura 8.</i> Curvas de los patrones de tasa de falla .....	41
<i>Figura 9.</i> Formato de análisis de modos y efectos de fallas: AMEF.....	45
<i>Figura 10.</i> Diagrama de Pareto.....	47
<i>Figura 11.</i> Diagrama de procesos de la Red Eléctrica.....	50
<i>Figura 12.</i> Diagrama de Pareto sobre componentes asociados a la causa raíz de eventos con tiempo perdido en las líneas de transmisión de SPCC.....	55
<i>Figura 13.</i> Diagrama de Pareto sobre las líneas de transmisión de SPCC con mayor número de eventos. ....	56

## CAPITULO I: PLANTEAMIENTO METODOLÓGICO

### 1.1. El problema

#### 1.1.1. Planteamiento del problema

La red de transmisión eléctrica de alta tensión de la empresa Southern Perú Copper Corporation, en adelante SPCC, está conformado por 14 líneas de transmisión de 138kV y dos líneas de transmisión de 220kV los cuales suministran energía eléctrica a las unidades operativas de Ilo, Toquepala y Cuajone.

Desde el año 1997 la empresa contratista ENGIE (ex ENERSUR) es responsable de planificar y realizar el mantenimiento de las líneas de transmisión de SPCC bajo la coordinación y supervisión del área de Sistemas de Potencia de SPCC. Los planes de mantenimiento realizados por ENGIE son elaborados en función a distintos parámetros y criterios:

- Recomendaciones de los fabricantes (catálogos de mantenimiento).
- Inspecciones de la performance del equipamiento o instalación.
- Experiencia del personal de mantenimiento.

Los planes de mantenimiento que se utilizan en la Red de Transmisión son dinámicos, es decir, se modifican cada vez que sea requerido operativamente y es revisado de forma anual, mensual y semanal. En la actualidad surge la necesidad de revisar, analizar y optimizar los planes de mantenimientos vigentes, a fin de mejorar la confiabilidad de la Red de Transmisión de SPCC.

#### 1.1.2. Formulación interrogativa del problema

Explicada la problemática descrita anteriormente en la de Red de Transmisión Eléctrica de Alta Tensión, el problema puede quedar formulado con la pregunta de investigación:

¿Cómo mejorar la confiabilidad de la Red de Transmisión Eléctrica de Alta Tensión en la empresa SPCC?

## **1.2. Justificación de la investigación**

La presente investigación es importante debido a la importancia del área de Sistemas de Potencia para la consecución de los objetivos generales de toda empresa; para la presente investigación es de vital importancia revisar, analizar y optimizar el plan de mantenimiento para mejorar la confiabilidad de la Red de Transmisión Eléctrica de SPCC.

En la actualidad una adecuada gestión del mantenimiento en cualquier organización puede contribuir estratégicamente a la permanencia y expansión en el mercado, mejorando tiempos de respuesta, la disponibilidad de los equipos y el adecuado funcionamiento de las instalaciones.

Para la revisión del plan de mantenimiento, nos basamos en los datos históricos que se tiene en la empresa con el propósito de analizar que equipos son los más críticos y en qué tiempo debemos realizar los mantenimientos.

## **1.3. Delimitación de la investigación**

La investigación del presente proyecto se realizará sólo en las líneas de transmisión eléctrica que conforman la Red de Transmisión eléctrica de alta tensión en la empresa SPCC, ubicadas en las tres unidades operativas de SPCC.

## **1.4. Objetivos de la investigación**

### **1.4.1. Objetivo general**

Proponer un plan de mantenimiento basado en RCM para mejorar la confiabilidad de la red de transmisión eléctrica de alta tensión para la empresa SPCC.

### **1.4.2. Objetivos específicos**

- a. Recopilar y resumir la teoría actualizada y especializada relacionada con la gestión de mantenimiento, planes de mantenimiento, confiabilidad y red de transmisión eléctrica de alta tensión.
- b. Describir la problemática actual de la Gestión de Mantenimiento de la red de transmisión eléctrica de alta tensión en la empresa SPCC.
- c. Diseñar y desarrollar un plan de mantenimiento basado en RCM para mejorar la confiabilidad de la red de transmisión eléctrica de alta tensión en la empresa SPCC.
- d. Validar y evaluar el plan de mantenimiento propuesto.

### **1.5. Hipótesis**

Implementando el plan de mantenimiento basado en RCM, es posible mejorar significativamente la confiabilidad de la red de transmisión eléctrica de alta tensión en la empresa SPCC.

### **1.6. Variables**

#### **1.6.1. Variable independiente**

X: Plan de mantenimiento basado en RCM.

- Definición conceptual

Se define como plan de mantenimiento al conjunto de tareas de mantenimiento programado que debemos realizar en una planta para asegurar los niveles de disponibilidad que se hayan establecido. Es un documento vivo, pues sufre de continuas modificaciones, fruto del análisis de las incidencias que se van produciendo en planta y del análisis de los diversos indicadores de gestión. (González, 2005, p.37)

- Definición operacional

La variable independiente “Plan de gestión de mantenimiento basado en RCM, es posible operacionalizarla mediante las fases y pasos del plan propuesto.

### 1.6.2. Variable dependiente

Y: Confiabilidad

- Definición conceptual

Según Mora (2009), la confiabilidad de un equipo es la frecuencia con la cual ocurren las fallas en el tiempo. Si no hay fallas el equipo es 100% confiable, si la frecuencia de fallas es muy baja, la confiabilidad del equipo es aún aceptable, pero si la frecuencia es alta, el equipo es poco confiable. La confiabilidad está estrechamente relacionada con la calidad de un producto, una baja calidad del producto implica una disminución de su confiabilidad; entonces, la probabilidad de que un equipo desempeñe satisfactoriamente las funciones para los cuales es diseñado, durante un periodo de tiempo específico y bajo las condiciones de operación, ambientales y del entorno se definen como confiabilidad.

La confiabilidad es la probabilidad de que un sistema, activo o componente lleve a cabo su función adecuadamente durante un período, bajo condiciones operacionales previamente definidas y constantes (Huerta, 2009).

- Definición operacional

La confiabilidad de un equipo o producto puede ser expresada a través de la expresión:

Ecuación 1. Confiabilidad

$$R(t) = e^{-t/TPEF}$$

Donde:

R(t) : Confiabilidad de un equipo en un tiempo t dado

e : constante Neperiana

TPEF : tiempo medio entre fallas (horas operadas entre número de fallas)

t : tiempo de evaluación

## 1.7. Metodología

### 1.7.1. Tipo de investigación

La presente investigación se caracteriza por ser:

- a. Descriptiva porque describe detalladamente los diversos hechos y problemas actuales, los cuales representan las causas que motivaron la necesidad de investigar.
- b. Exploratoria porque estará basada en el uso de documentos, manuales, textos, revistas, registros, y otros, que ayuden a fundamentar la solución del problema en forma teórica.

### 1.7.2. Técnicas de recolección de datos

Se aplicarán las siguientes técnicas e instrumentos de análisis:

- Análisis de criticidad: Técnica que nos ayudarán a analizar y determinar los niveles de importancia de los equipos que conforman la red de transmisión eléctrica de alta tensión en la empresa SPCC.
- Diagrama de Pareto: herramienta que nos ayudará a representar de forma gráfica los porcentajes (%) de fallas en función del tiempo, así como los impactos que generan cada una de ellas.
- Análisis de Causa Raíz: método utilizado para la identificación y comprensión de problemas con la finalidad de determinar la causa raíz del mismo.
- Gráficos circulares e histogramas: herramientas que servirán para mostrar los porcentajes de fallas de cada uno de los equipos.

Se aplicarán también distintas técnicas de recolección de datos:

- Entrevistas no estructuradas realizadas a los operarios, técnicos y supervisores

encargados de la operatividad y mantenibilidad de la red de transmisión eléctrica de alta tensión en la empresa SPCC.

- Revisión de documentos relacionados con los trabajos de mantenimiento realizados a los equipos.
- Revisión de la plataforma informática donde se soporta la gestión de mantenimiento SAP.
- Recolección de datos e historial de fallas operativas, mecánicas - eléctricas obtenidas por el sistema de incidencias.

### **1.7.3. Tipo de diseño de la investigación.**

El tipo de diseño en la presente investigación es del tipo no experimental porque no se manipularán variables y también es de carácter transaccional, porque los hechos se observarán y analizarán en un determinado tiempo.

## **CAPITULO II: MARCO TEÓRICO**

### **2.1. Mantenimiento**

Según (Suarez, 2007), el mantenimiento es el conjunto de actividades que permiten mantener un equipo, sistema o instalación en condición operativa, de tal forma que cumpla con las funciones para las cuales fueron diseñados y asignados, también indica que los objetivos del mantenimiento son:

- Mejorar continuamente los equipos hasta su más alto nivel operativo, mediante el incremento de la disponibilidad, efectividad y confiabilidad.
- Aprovechar al máximo los componentes de los equipos para disminuir los costos de mantenimiento.
- Garantizar el buen funcionamiento de los equipos, para aumentar la producción.
- Cumplir todas las normas de seguridad y medio ambiente

#### **2.1.1 Gestión del mantenimiento.**

Según D'Alessio (2012), la gestión del mantenimiento tiene un alcance amplio, con un impacto en los costos, en el rubro de materiales indirectos de fabricación, el más controlable de los tres elementos del costo operativo, que es donde la alta gerencia debe poner atención por su relación directa con la preservación del activo productivo.

#### **2.1.2 Objetivos del mantenimiento**

Según Albert Ramond y Asociados (Estados Unidos de América), la función principal de mantenimiento es maximizar la disponibilidad que se requiere para la producción de bienes y servicios, al preservar el valor de las instalaciones. Para minimizar el deterioro de los equipos, lo cual se debe lograr con el menor costo posible y a largo plazo (Newbrough y otros, 1982).

El objetivo de mantenimiento es: “...conseguir un determinado nivel de disponibilidad de producción en condiciones de calidad exigible, al mínimo coste, con el máximo nivel de seguridad para el personal que lo utiliza y lo mantiene y con una mínima degradación del medio ambiente. Al conseguir todos estos puntos se está ante una buena gestión integral de mantenimiento” (Navarro y otros, 1997).

### **2.1.3 Tipos de mantenimiento**

#### ***2.1.3.1 Mantenimiento correctivo***

El conjunto de actividades realizadas tras la falla de un bien o el deterioro de su función, para permitirle cumplir con la función requerida, al menos de manera provisional. Este mantenimiento es también denominado “mantenimiento reactivo”, tiene lugar luego que ocurre una falla o avería, es decir solo actúa cuando se presenta un error en el sistema. En este caso si no se produce ninguna falla el mantenimiento será nulo, por lo tanto, se tendrá que esperar hasta cuando haya un desperfecto, para recién tomar medidas de corrección de errores, este mantenimiento trae consigo las siguientes consecuencias:

- Paradas no previstas en el proceso productivo, disminuyendo las horas operativas.
- Afecta las cadenas productivas, es decir, que los ciclos productivos posteriores se verán parados a la espera de la corrección de la etapa anterior.
- Presenta costos por reparación y repuestos no presupuestados, por lo que el caso que por falla de recursos económicos no se podrán comprar los repuestos en el momento deseado.

El mantenimiento correctivo se encarga de las reparaciones del equipo después que ocurrió una falla.

### ***2.1.3.2 Mantenimiento Preventivo***

Este mantenimiento es también denominado “mantenimiento planificado”, tiene lugar antes de que ocurra una falla o avería, se efectúa bajo condiciones controladas sin la experiencia de algún error en el sistema.

Se realiza a razón de la experiencia y pericia del personal a cargo, los cuales son los encargados de determinar el momento necesario para llevar a cabo dicho procedimiento; el fabricante también puede estipular el momento adecuado a través de los manuales técnicos, presenta las siguientes características:

- Se realiza en un momento en que no se está trabajando, por lo que se aprovecha las horas muertas.
- Se lleva a cabo un programa previamente elaborado donde se detalla el procedimiento a realizar, a fin de tener las herramientas y repuestos necesarios.
- Cuenta con una ficha programada, además de un tiempo de inicio y de terminación preestablecido y aprobada por la directiva de la empresa.
- Está destinado a un área en particular y ciertos equipos específicamente, aunque también se pueden llevar a cabo un mantenimiento generalizado por todos los componentes de la planta.
- Permite a la empresa contar con un historial de todos los equipos, además brinda la posibilidad de actualizar la información técnica de los equipos.
- Permite contar con un presupuesto apropiado para la empresa. Es la actividad humana desarrollada en los recursos físicos de una empresa con

el fin de programar el mantenimiento llevando controles periódicos en los diferentes sistemas y equipos de cada máquina.

### **2.1.3.3 *Mantenimiento predictivo***

Consiste en determinar en todo instante la condición técnica (mecánica y eléctrica) real de la maquinaria examinada, mientras esta se encuentre en pleno funcionamiento, para ello se hace uso de un programa sistemático de mediciones de los parámetros más importantes del equipo.

El sustento tecnológico de este mantenimiento consiste en la aplicación de algoritmos matemáticos agregados a las operaciones, que juntos pueden brindar información referente a las condiciones del trabajo. Tiene por objetivo disminuir las paradas por mantenimientos preventivos y de esta manera disminuir los costos de mantenimiento. La implementación de este mantenimiento requiere la inversión en equipos e instrumentos, como también la contratación de personal calificado para llevar a cabo este mantenimiento. Técnicas utilizadas para la estimación del mantenimiento predictivo:

- Analizadores de Fourier (para análisis de vibraciones)
- Endoscopia (ver lugares ocultos)
- Ensayo no destructivo (a través de líquidos penetrantes, ultrasonido, radiografías, partículas magnéticas, etc.)

### **2.1.3.4 *Mantenimiento productivo o proactivo***

Este mantenimiento tiene como fundamento los principios de solidaridad, colaboración, iniciativa propia, sensibilización y trabajo en equipo. De modo tal que todos los involucrados indirecta y directamente en la gestión del mantenimiento deben conocer la problemática del mantenimiento, es decir tanto como el personal de mantenimiento y el de logística deben estar al tanto de todas las labores que se realizara en el mantenimiento del equipo, cada

persona de acuerdo con el cargo que ocupa debe aportar para el trabajo de mantenimiento.

El mantenimiento proactivo implica contar una planificación de las operaciones a realizar, el cual debe estar incluido en el plan estratégico a realizar. Este mantenimiento a su vez debe brindar indicadores (informes) hacia la gerencia, respecto al progreso de las actividades, los logros, aciertos y también los errores que se pueden dar durante el proceso de mantenimiento.

#### **2.1.4 Costos del mantenimiento**

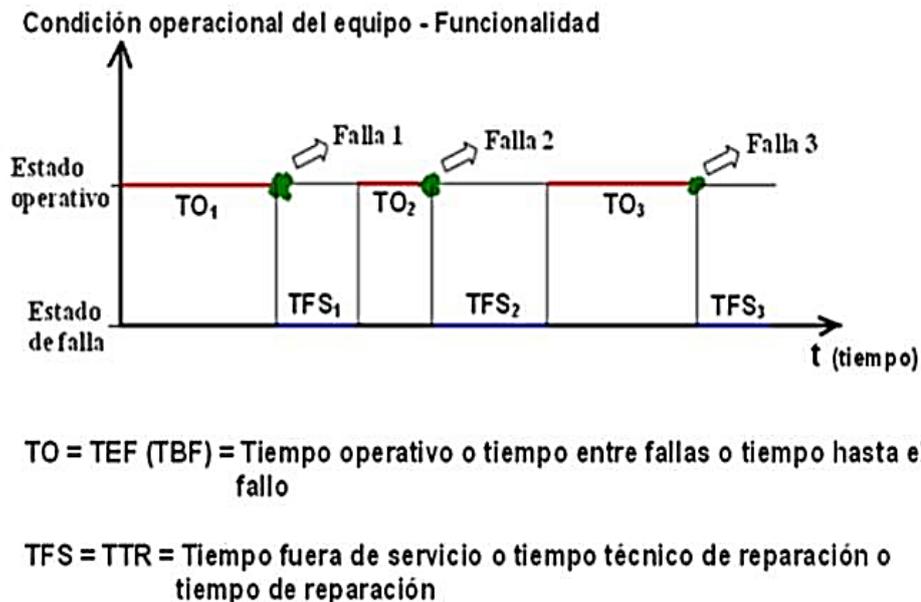
El costo integral del mantenimiento tiene en cuenta todos los factores relacionados con la avería y no solo los directamente relacionados con el mantenimiento. El costo integral del mantenimiento es igual a la sumatoria de los costos fijos, variables, financieros y de falla.

### **2.2 Mantenibilidad**

En cualquier instalación industrial, tan importante como que un equipo no falle es que, cuando éste falla, se repare, y vuelva a ponerse en servicio lo antes posible. Aparece, pues, un nuevo concepto que intenta reflejar el tiempo que tarda un equipo que ha fallado, en volver a estar en condiciones operativas, lo que se denomina Tiempo Técnico de Reparación (tiempo que demora la reparación), o simplemente tiempo de reparación, y se denota como TTR (del inglés Time To Repair).

Al respecto, del mismo modo que se estima el Tiempo Medio entre Fallas (TMEF o MTBF) a partir de la medida de los tiempos de operación normal (TO) o tiempos entre fallas (TEF o TBF) obtenidos de los datos históricos, en la práctica tiene gran interés conocer el valor medio del tiempo de reparación de un artículo o sistema, al cual se le denomina Tiempo Medio de Reparación (tiempo promedio en que el equipo es reparado) y se denota como MTTR (en

inglés Mean Time To Repair). El MTTR es un índice clave para la mantenibilidad, porque representa un límite para el tiempo máximo de reparación. En la Figura 1 se muestran los estados de funcionalidad de un equipo, a partir del cual se pueden estimar el Tiempo Medio entre Fallas (tiempo promedio en que el equipo no falla) y el Tiempo Medio de Reparación de las fallas.



**Figura 1. Estimación del Tiempo Medio entre Fallas (TMEF o MTBF) y del Tiempo Medio de Reparación (TMDR o MTTR).**

Fuente: CREUS 2005.

De la figura se desprende que el Tiempo Medio entre Fallas (TMEF = MTBF) y el Tiempo Medio de Reparación (TMDR = MTTR) también se pueden estimar a través de las siguientes expresiones:

Ecuación 2. Tiempo Medio entre Fallas (TMEF = MTBF)

$$TMEF(MTBF) = \frac{TO_1 + TO_2 + TO_3}{3}, \text{ o en general:}$$

$$TMEF = \frac{\sum_{i=1}^n TO_i}{N^{\circ} \text{Eventos Útiles}}$$

Ecuación 3. Tiempo Medio de Reparación (TMDR = MTTR)

$$TMDR = MTTR = \frac{TFS_1 + TFS_2 + TFS_3}{3},$$

$$\text{O en general: } TMDR = MTTR = \frac{\sum_{i=1}^n TFS_i}{N^{\circ} \text{ Correctivas}}$$

Cabe mencionar, que el tiempo de reparación (TTR) necesario para volver a llevar a un equipo a su estado de buen funcionamiento se puede subdividir en una serie de tiempos parciales, correspondientes a los diferentes estados de operación requeridos.

Principalmente son los siguientes:

- Tiempo de comprobación o verificación de la existencia de falla.
- Tiempo de confirmación del diagnóstico.
- Tiempo de desmontaje y transporte desde el lugar de operación al lugar de reparación.
- Tiempo de reemplazo o tiempo de reparación.
- Tiempo de montaje y transporte desde el lugar de reparación al lugar de operación.
- Tiempo de comprobación de la eliminación de falla.

## 2.3 Disponibilidad

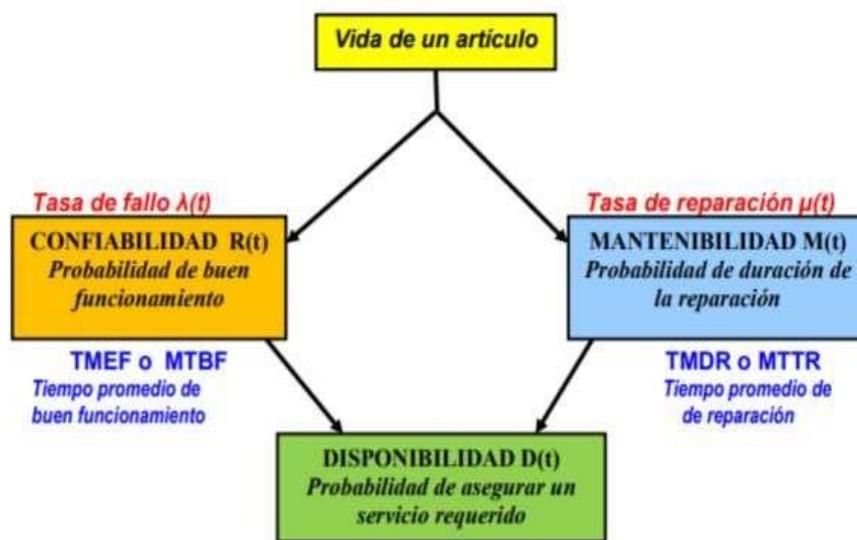
### 2.3.1 Definición

“Al concepto de disponibilidad y su conocimiento dada su obvia importancia, conviene añadir aspectos formales que aporten luz sobre nuevos requerimientos de conocimiento. La disponibilidad instantánea es la función matemática más adecuada para caracterizar globalmente un sistema complejo de operación continua sujeto a separación,

por lo cual se define matemáticamente la función de disponibilidad instantánea como la probabilidad que un sistema esté funcionando en el instante requerido” (SOTUYO, 2002 pág. 34).

Cabe señalar, que el grado de disponibilidad de un artículo será el resultado del comportamiento de la confiabilidad y la mantenibilidad de dicho artículo.

En la Figura 2 se muestra la relación entre confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad.



**Figura 2. Relación entre Confiabilidad, Mantenibilidad y Disponibilidad.**  
Tomado de González 2005

De la figura 2 se desprende que la falta de disponibilidad de los equipos o artículos en general es la resultante de dos fenómenos: falta de confiabilidad y mantenimiento insuficiente. La falta de confiabilidad explica la frecuencia elevada de averías e incidencias. El mantenimiento defectuoso se traduce en plazos largos de reparaciones y de puesta a punto.

En ese sentido, la expresión matemática generalmente aceptada para determinar la disponibilidad es la siguiente:

Ecuación 4. Disponibilidad

$$D = \frac{TPEF}{TPEF + TPPR}$$

Donde TPEF es el tiempo promedio entre fallas y TPPR es el tiempo promedio para reparar.

Los períodos de tiempo para el cálculo de la disponibilidad no incluyen paradas planificadas, ya sea por mantenimientos planificados o por paradas de producción, dado a que estas no son debidas a la falla de la máquina.

De la expresión matemática de la disponibilidad se observa, que su valor depende de cuán frecuente se producen las fallas (confiabilidad) y de cuánto tiempo se requiere para corregir la falla (mantenibilidad); a menor tiempo de corrección de fallas, la disponibilidad es cada vez más alta, de tal manera que, si el tiempo de corrección de fallas es cero, entonces la disponibilidad es uno (1) o 100%. También se puede calcular mediante la siguiente expresión:

Ecuación 5. Disponibilidad

$$D = \frac{\text{Nº Horas Totales Operación} - \text{Horas Parada por Mantenimiento}}{\text{Horas Totales Operación}}$$

En tal contexto, se observa, que una alta confiabilidad (pocas fallas) y una alta mantenibilidad (tiempos de reparación o de mantenimiento cortos) de los equipos en las plantas industriales, implican una alta disponibilidad (alto tiempo de operación) de los mismos.

Cabe señalar que el valor mínimo para garantizar la calidad de gestión del mantenimiento será mayor a 85%.

### 2.3.2 Elementos de la Disponibilidad

A continuación, se hará una descripción de cada uno de los elementos necesarios para poder hallar la disponibilidad de un sistema, equipo, maquinaria, línea o proceso:

### **2.3.2.1 Tiempo medio entre fallas (TMEF o MTBF)**

Mide el tiempo promedio que es capaz de operar el equipo a capacidad sin interrupciones dentro del periodo considerado del estudio. Proporciona el tiempo promedio de operación normal entre fallas. Es un indicador de confiabilidad. La expresión matemática generalmente aceptada para determinar el TMEF es la siguiente:  
Ecuación 6. Tiempo medio entre fallas (TMEF o MTBF)

$$TMEF = \frac{N^{\circ} \text{ de horas de operación}}{N^{\circ} \text{ de fallas}}$$

También se puede calcular con la siguiente expresión

$$TMEF(MTBF) = \frac{TO_1 + TO_2 + TO_3}{3}, \text{ o en general:}$$

$$TMEF = \frac{\sum_{i=1}^n TO_i}{N^{\circ} \text{ Fallas}}$$

### **2.3.2.2 Tiempo medio para reparar (TPPR o MTTR)**

Mide la efectividad en restituir la unidad a condiciones óptimas de operabilidad una vez que la unidad queda fuera de servicio por una falla, dentro de un tiempo considerado para el estudio. Este índice debe tender a bajar para indicar mejora en la mantenibilidad. Es un indicador de mantenibilidad. La ecuación es la siguiente:

Ecuación 7. Tiempo promedio entre fallas

$$TMPR = \frac{\text{Tiempo total de reparaciones}}{N^{\circ} \text{ de reparaciones}}$$

También se puede calcular con la siguiente expresión:

$$TMDR = MTTR = \frac{TFS_1 + TFS_2 + TFS_3}{3}$$

O en general:  $TMDR = MTTR = \frac{\sum_{i=1}^n TFS_i}{N^{\circ} \text{ Reparaciones}}$

### 2.3.3 Tipos de disponibilidad

#### 2.3.3.1 Disponibilidad Inherente (%DI)

La Disponibilidad Inherente representa el porcentaje del tiempo que un equipo está en condiciones de operar durante un período de análisis, teniendo en cuenta sólo los paros no programados. El objetivo de este indicador es medir la Disponibilidad Inherente de los equipos, con la finalidad de incrementarla, ya que en la medida que esto ocurra, significará que se disminuye el tiempo de los paros por falla o paros no programados del equipo.

#### 2.3.3.2 Disponibilidad Operacional (%DO)

La Disponibilidad Operacional representa el porcentaje de tiempo que el equipo quedó a disponibilidad del área de Operación para desempeñar su función en un período de análisis. Teniendo en cuenta el tiempo que el equipo está fuera de operación por paros programados y no programados. El objetivo de este indicador es medir el desempeño de los equipos y la eficiencia en la gestión de mantenimiento, de manera conjunta, comparándolos contra los objetivos y metas del negocio, con la finalidad que Operación tenga cada vez más tiempo el equipo disponible y que éste pueda realizar la función para la que fue diseñado.

## 2.4 Confiabilidad

### 2.4.1 Definición

Puede ser definida como la confianza que se tiene de que un componente, equipo o sistema desempeñe su función básica durante un periodo de tiempo establecido.

Como se deduce de esta definición, la confiabilidad es un dato estadístico, pues es una probabilidad la cual es determinada o calculada a partir de la información de los registros de los paros.

Otro aspecto importante de la definición anterior es que la confiabilidad se puede aplicar a un sistema, a un activo o a un componente. Es en este punto donde se debe tener en cuenta si el sistema es en serie, en paralelo o redundante.

Es importante resaltar, además, que la confiabilidad se determina para un determinado período de tiempo, el cual puede ser semanal, mensual, anual, etcétera, y bajo el contexto operacional en el cual opera el activo o el sistema.

La confiabilidad de un equipo o producto puede ser expresada a través de la expresión:

Ecuación 8. Confiabilidad

$$R(t) = e^{-\frac{t}{TPEF}}$$

Donde

$R(t)$  : Confiabilidad de un equipo en un tiempo  $t$

$e$  : constante Neperiana

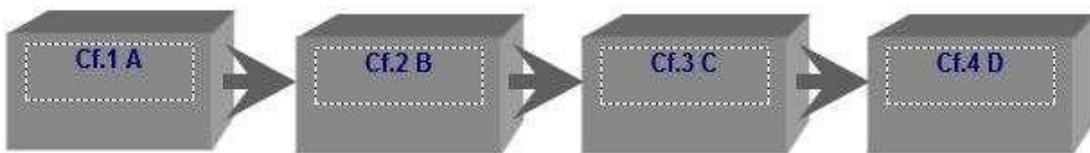
$TPEF$  : tiempo medio entre fallas (horas operadas entre número de fallas)

$t$  : tiempo de evaluación

## 2.4.2 Confiabilidad de un sistema

### 2.4.2.1 Confiabilidad de un Sistema Serie

Los sistemas en serie se caracterizan por que el funcionamiento de cada ítem que lo compone depende directamente del funcionamiento del componente que lo antecede y precede; es decir, si uno de los componentes falla, falla todo el sistema. Véase la Figura 3 donde se muestra la confiabilidad de sistemas en serie.



**Figura 3. Confiabilidad de un Sistema serie**

La confiabilidad del sistema está dada por:

Ecuación 9. Confiabilidad de un sistema serie

$$R_s = Cf_1 \times Cf_2 \times Cf_3 \times Cf_4$$

Donde  $R_s$ : Confiabilidad del sistema,  $Cf_1, Cf_2, \dots, Cf_n$  son las confiabilidades de cada ítem.

De la expresión anterior, se concluye que la confiabilidad del sistema es el producto de las confiabilidades individuales de sus componentes.

Es el carácter multiplicativo de las confiabilidades que hace a este sistema tan sensible a las fallas.

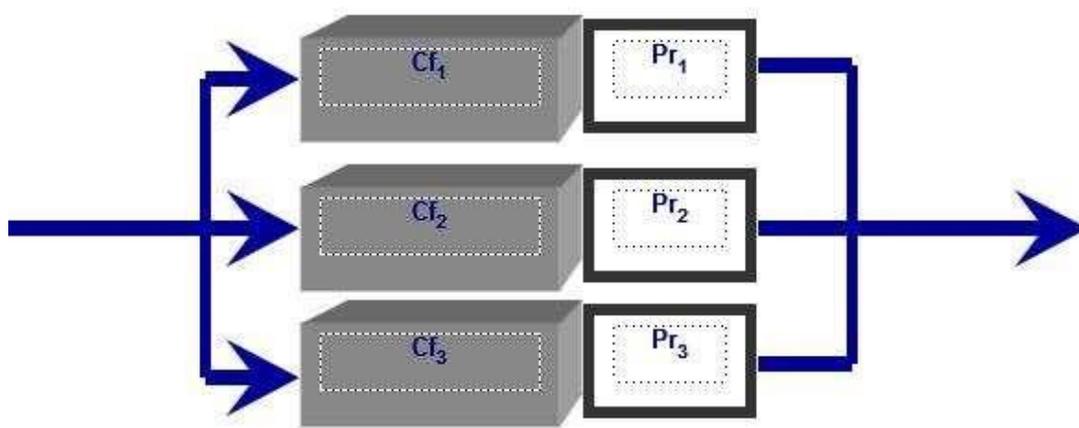
Dado que la confiabilidad de un sistema en serie es el producto de las confiabilidades de sus componentes, se puede concluir que: La confiabilidad total de un sistema en serie es menor que la confiabilidad de cualquiera de sus componentes.

**OBSERVACIONES:**

1. En un sistema productivo en serie, el equipo con menor confiabilidad tiene mayor influencia en la confiabilidad del sistema.
2. A mayor número de equipos en serie, 4menor será la confiabilidad del sistema productivo en serie.

**2.4.2.2 Confiabilidad de un Sistema paralelo**

Según Tavares (1999), la confiabilidad final de un conjunto de equipos será obtenida por la suma de los productos de las confiabilidades de cada ítem por sus capacidades de producción, dividido por la suma de las capacidades de producción de esos ítems. Véase la Figura 4 Confiabilidad de Sistema paralelo



**Figura 4. Confiabilidad de un Sistema paralelo**

Según la definición anterior, la confiabilidad de un sistema en paralelo está dada por:

Ecuación 11. Confiabilidad de un sistema paralelo

$$R_s = \left[ \frac{(Cf_1 \times Pr_1) + (Cf_2 \times Pr_2) + (Cf_3 \times Pr_3)}{Pr_1 + Pr_2 + Pr_3} \right]$$

Donde Cf1, Cf2, ..., Cfn son las confiabilidades de cada uno de los equipos.

Pr1, Pr2, ..., Prn son las participaciones de cada uno de los equipos en la producción del sistema evaluado.

De la expresión anterior, se concluye que el paro de un equipo no implica el paro del sistema. Esta característica de los sistemas en paralelo se debe al carácter aditivo de las confiabilidades ponderadas con la producción de cada uno de ellos.

Con respecto a la participación en la producción de cada uno los equipos involucrados, es válida la siguiente observación: No necesariamente la sumatoria de las participaciones debe ser 100% pues, por lo general, las líneas de producción son sobredimensionadas.

#### OBSERVACIONES:

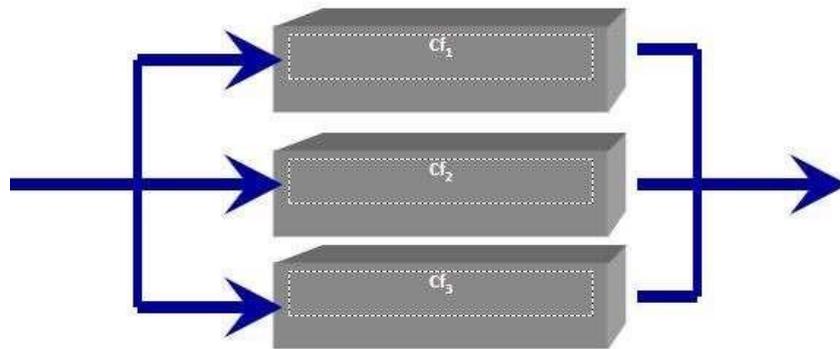
1. En un sistema en paralelo la componente más importante de cara a la confiabilidad es aquella que tiene la mayor confiabilidad de todas.
2. A mayor número de artículos independientes operando en paralelo, mayor será la confiabilidad del sistema productivo en paralelo.

#### ***2.4.2.3 Confiabilidad de un Sistema redundante***

Se entiende por un sistema redundante, un sistema que permanece en stand by (reserva) con el propósito de garantizar la operación normal del proceso. En la realidad, sistemas completos en reserva son poco comunes, por el costo que ello implica. Un ejemplo de ello lo constituye una planta donde se producen químicos letales para el

ambiente y la vida en general. En este tipo de plantas se hace obligatorio tener un sistema de control de emisiones al ambiente en reserva por las implicaciones que se derivan de la emisión al ambiente de estos químicos. Lo que sí es común, es tener equipos de reserva para garantizar la normal operación del proceso.

De acuerdo con Tavares (1999), un sistema redundante se puede definir como: “Cualquier elemento que tenga por un período el 100% de confiabilidad hace 1 a toda la ecuación. Ocurrida la falla, si la conmutación es inmediata, la confiabilidad se mantendrá en el 100% hasta la siguiente falla de este elemento”. Véase la Figura 5 la configuración redundante



**Figura 5. Confiabilidad de un Sistema redundante**

Según la definición anterior, la confiabilidad de un sistema redundante está dada por:

Ecuación 12. Confiabilidad de un sistema redundante

$$R_s = 1 - [(1 - C_{f1}) \times (1 - C_{f2}) \times (1 - C_{f3})]$$

Donde las variables tienen el mismo significado que en los casos anteriores.

De la expresión anterior se puede concluir lo siguiente:

La redundancia, que en la ecuación es representada por el uno fuera de la productoria, garantiza una confiabilidad cercana al 100% al sistema productivo,

siempre y cuando la conmutación (o el cambio al sistema en reserva) se haga inmediatamente. Dicha ecuación también nos dice que, si al menos un componente del sistema tiene confiabilidad del 100%, todo el sistema alcanza una confiabilidad del 100%.

Es importante señalar que el sistema redundante no se menciona en la literatura técnica, y que la ecuación para su cálculo la toma para un sistema en paralelo.

### **2.4.3 La distribución de Weibull**

La Distribución de Weibull, debido a su alta flexibilidad, es el modelo probabilístico mayormente utilizado en aplicaciones de confiabilidad, dado que permite modelar de manera eficaz los tiempos de fallas de equipos o sistemas en plantas industriales. Describe muy bien las fallas progresivas de los artículos originados por su envejecimiento. Su aplicabilidad a diferentes situaciones de falla fue presentada por Weibull en 1951 y se utilizó para describir fallas en rodamientos.

Una de las grandes ventajas que presenta la Distribución de Weibull frente a la Distribución Exponencial es que considera una tasa de falla no constante y sigue una clara tendencia creciente o decreciente (falla temprana o tardía). En ese sentido, teniendo en cuenta que la mayor cantidad de fallas en campo, especialmente las partes mecánicas, muestran un aumento en la tasa de fallas (debido a desgaste o deterioro del material), la Distribución de Weibull es muy útil para describir patrones de fallas de este tipo. Es decir, contrariamente al modelo exponencial, la Ley de Weibull cubre los casos en que la tasa de falla  $\lambda$  es variable y permite por tanto ajustarse a los períodos de “juventud” y a las diferentes formas de “envejecimiento” (curva “bañera” de  $\lambda(t)$ ).

Al respecto, si  $T$  es el “tiempo hasta la falla de un equipo”, la cual sigue una Distribución de Probabilidad de Weibull, entonces, en su forma más general, la función

de densidad de probabilidad de fallas (falla instantánea en el tiempo  $t$ ), viene dada por la siguiente expresión:

Ecuación 13. Función de densidad de probabilidad de fallas

$$f(t) = \alpha \cdot \beta (t - t_0)^{\beta-1} \cdot e^{-\alpha \cdot (t-t_0)^\beta} \quad \text{Donde: } t \geq t_0; \beta > 0; \alpha > 0$$

Además, las funciones más generales de la confiabilidad  $R(t)$ , in fiabilidad o función acumulativa de fallas  $F(t)$  y de la tasa de fallas  $\lambda(t)$ , correspondientes a la Distribución de Weibull son las siguientes:

Ecuación 14. Confiabilidad  $R(t)$

$$R(t) = e^{-\alpha(t-t_0)^\beta}$$

Ecuación 15. Infiabilidad

$$F(t) = 1 - R(t) = 1 - e^{-\alpha(t-t_0)^\beta}$$

Ecuación 16. Tasa de fallas  $\lambda(t)$

$$\lambda(t) = \alpha \cdot \beta (t - t_0)^{\beta-1}$$

Cabe señalar, que las expresiones de Weibull mencionadas solo son válidas para valores de  $(t - t_0) \geq 0$ . Cuando el valor  $(t - t_0) \leq 0$ , la función de densidad de probabilidad de fallas  $f(t)$  (función de falla instantánea) y la tasa de fallas  $\lambda(t)$  valen cero.

Así mismo, se observa en su forma general, la Distribución de Weibull posee tres parámetros variables ( $t_0$ ,  $\beta$  y  $\alpha$ ), los mismos que pueden ser ajustados adecuadamente. Esto demuestra, que una de las grandes bondades de la Distribución de Weibull frente a otras distribuciones probabilísticas de fallas, es su alto grado de flexibilidad. Dichos parámetros se describen de la siguiente manera:

- $t_0$  es un parámetro de posición o parámetro inicial de localización; es decir, representa el origen de tiempos, a partir del cual está definida la función, por lo tanto, es un tiempo de referencia, y define el punto de partida u origen de la distribución.
- $\alpha$  (alfa) es el parámetro que indica la escala de la distribución; es decir, muestra que tan aguda o plana es la función; por lo tanto, representa la extensión de la distribución a lo largo del eje de los tiempos.
- $\beta$  (beta) es el parámetro de forma ( $\beta > 0$ ); es decir, este parámetro determina la forma o perfil de la distribución, la misma que depende del valor que tenga.

Teniendo en cuenta que en el análisis de confiabilidad de los equipos o sistemas que intervienen en los procesos de las plantas industriales se asume como tiempo de referencia o tiempo de vida mínima  $t_0 = 0$ , entonces, las expresiones simplificadas de Weibull que se utilizan para el análisis de fallas son las siguientes:

Ecuación 17. Expresiones simplificadas de Weibull

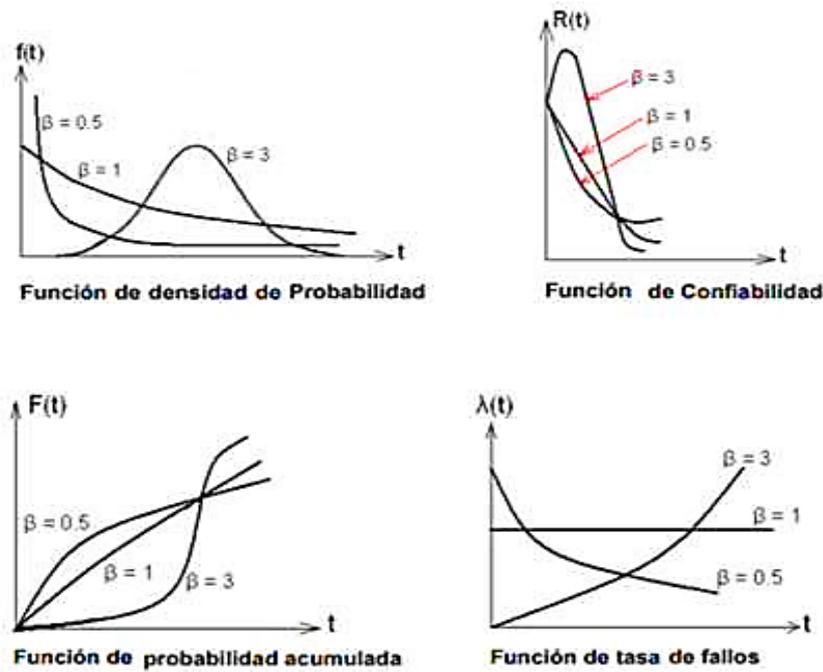
$$f(t) = \alpha \cdot \beta(t)^{\beta-1} \cdot e^{-\alpha \cdot (t)^\beta}$$

$$R(t) = e^{-\alpha \cdot (t)^\beta}$$

$$F(t) = 1 - R(t) = 1 - e^{-\alpha \cdot (t)^\beta}$$

$$\lambda(t) = \alpha \cdot \beta(t)^{\beta-1}$$

El comportamiento gráfico de las funciones densidad de probabilidad  $f(t)$ , confiabilidad  $R(t)$ , inconfiabilidad o probabilidad de fallas  $F(t)$  y de la tasa de fallas o función de riesgo  $\lambda(t)$  se muestran en la Figura 6.



**Figura 6. Función de densidad de probabilidad, Función de Confiabilidad, Función de probabilidad acumulada y función de tasa de falla.**

Fuente: CREUS 2005

De la Figura 6 se observa que debido a que el parámetro beta tiene la posibilidad de cambiar la forma de la distribución, la Distribución de Weibull resulta ser muy flexible y puede comportarse de diferentes formas: cuando  $\beta$  es inferior a 1 se dice que se está en la denominada fase de mortalidad infantil (tasa de fallas decreciente); cuando toma valores cercanos a uno, se describe la fase con el nombre de vida útil (tasa de fallas constante y aleatoria), y cuando toma valores mayores que 1, se dice que se está en la denominada fase de envejecimiento o de desgaste (tasa de fallas creciente). También, modulando el parámetro Beta, la Distribución de Weibull se puede aproximar a la Distribución Exponencial, a la Normal y a la Chi-cuadrada. En tal sentido, la Distribución de Weibull resulta ser un modelo probabilístico muy útil para modelar eventos de confiabilidad y sobrevivencia.

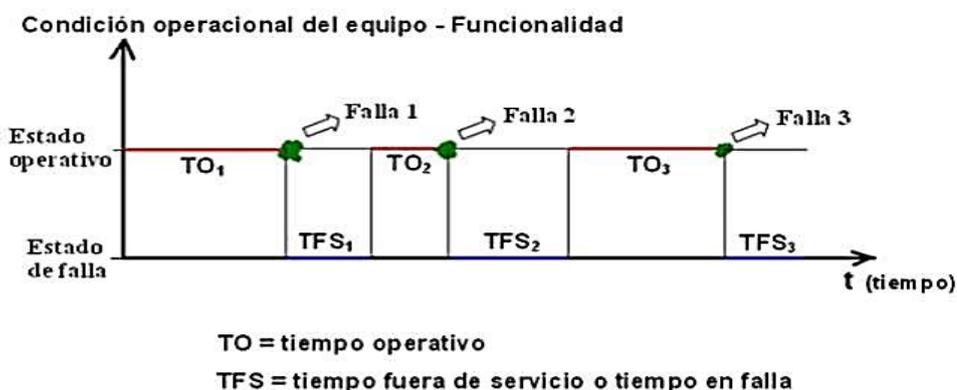
El conocimiento de las leyes de evolución de  $\lambda(t)$  en función del tiempo puede ser útil para establecer la política de mantenimiento más adecuada para cada tipo de componente de los equipos. En contraste, en componentes de tasa de falla constante, un cambio de pieza no aporta una mayor confiabilidad, es más, presentaría un valor de confiabilidad menor al principio de su puesta en servicio, por posibles defectos de fabricación.

## 2.5 Falla de un equipo o componente

### 2.5.1 Definición

Se define falla como el hecho o evento que provoca la pérdida total o parcial de la capacidad de un ítem para realizar las funciones para las cuales fue diseñado; es decir, es el cese del estado de capacidad de trabajo de un artículo.

También, se puede decir, que una falla es la terminación o degeneración de la propiedad de un artículo para realizar su función para lo cual fue diseñado. Al respecto, todo ítem, se puede encontrar en uno de los dos posibles estados (mutuamente excluyentes): en estado operativo o en estado de falla (ver Figura 7). Por lo tanto, durante el tiempo de vida útil, el estado de un ítem se alterna entre estado operativo y estado de falla. Los estados de un ítem se denominan perfil de funcionalidad.



**Figura 7. Estados de funcionalidad de un equipo**

Fuente: CREUS 2005

Se debe tener en cuenta, que no se estiman como fallas, la realización de tareas planeadas de mantenimiento, ni la interrupción de la funcionalidad de un ítem causada por un factor externo y exógeno a la operación de dicho ítem.

### 2.5.2 Clasificación de las fallas

Para analizar la naturaleza de las fallas, así como para elaborar las medidas encaminadas a pronosticarlos o preverlos, estos se clasifican atendiendo a diversos criterios tal como se muestra en la Tabla 1.

**Tabla 1 Clasificación de las fallas**

CRITERIO DE CLASIFICACIÓN	TIPO DE FALLO
Por su influencia en la capacidad de trabajo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Total o falla completa (al perder disponibilidad y funcionalidad)</li> <li>• Parcial (no genera la pérdida total de disponibilidad)</li> </ul>
Por su interacción con otros fallos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dependiente</li> <li>• Independiente</li> </ul>
Por las causas que lo provocan	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Constructivos</li> <li>• Tecnológicos</li> <li>• De explotación</li> <li>• Por desgaste</li> </ul>
Por su modo de manifestación respecto al tiempo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Repentino</li> <li>• Gradual</li> </ul>
Por el período de la vida del artículo en que se manifiestan	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prematuro</li> <li>• Casual</li> <li>• De desgaste o envejecimiento</li> </ul>
Por su severidad	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Leve</li> <li>• Marginal</li> <li>• Crítico</li> <li>• Catastrófico</li> </ul>
Por su frecuencia de ocurrencia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Frecuente</li> <li>• Probable</li> <li>• Ocasional</li> <li>• Remoto</li> <li>• Extremadamente remoto</li> </ul>

Fuente: CREUS 2005

Se debe tener en cuenta, que la ocurrencia de una falla ocasiona costos de los siguientes tipos:

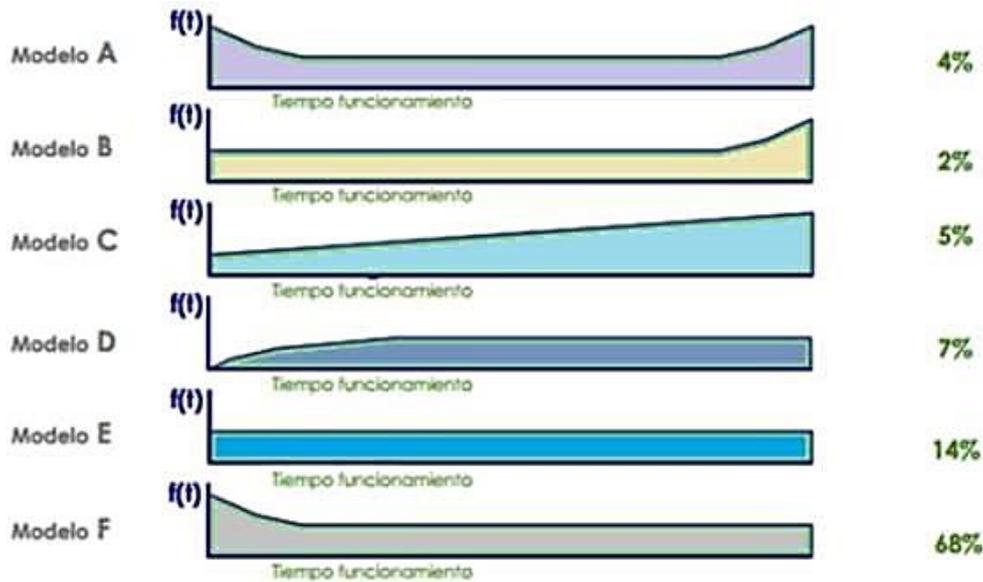
- Directos (debidos a la reparación).
- Indirectos (por pérdidas de producción y recursos ociosos).
- Potenciales (por deterioro de partes relacionadas y por aumento de inventarios de repuestos por pérdidas de confiabilidad en el equipo).
- Otros (incumplimiento de entregas al cliente, deterioro de imagen por pérdidas del nivel competitivo).

### 2.5.3 Patrones de falla

Las nuevas investigaciones están cambiando muchas de las tradicionales creencias sobre la relación existente en una máquina entre el envejecimiento y la falla. En particular se ha demostrado que para muchos equipos existe poca relación entre el tiempo de operación y la probabilidad de falla. El enfoque inicial del mantenimiento suponía que la probabilidad de que una maquina falle, aumenta según el tiempo de operación, siendo mayor la probabilidad de falla en la “vejez” de la máquina.

La segunda generación de mantenimiento introdujo el concepto de “mortalidad infantil” de esta forma, la tasa de fallas de una maquina puede ser representada con una curva de bañera, existen, por tanto, más probabilidad de falla durante el principio y el final de su vida útil.

Sin embargo, en el mantenimiento actual se ha demostrado que podemos definir 6 patrones diferentes de tasa de fallas, según el tipo de máquina que se esté utilizando. Tener en cuenta el patrón al que se ajusta cada elemento es fundamental si se quiere conseguir una óptima planificación del mantenimiento. Debemos estar seguros de que el mantenimiento que ha sido planificado es el adecuado ya que de nada sirve realizar el trabajo planificado de manera correcta, si este no es el más adecuado. A continuación, se muestra las curvas de los patrones de tazas de falla (ver Figura 8)



**Figura 8. Curvas de los patrones de tasa de falla**

Fuente: CREUS 2005

Se observa en la gráfica que para los patrones de falla “A”, “B” y “C”, la probabilidad de falla aumenta con la edad hasta alcanzar un punto en el que es conveniente reemplazar el componente antes de que falle y así reducir su probabilidad de falla.

En el caso de los componentes que presentan una probabilidad de falla del modelo “E”, reemplazar el componente no mejorará en ningún caso su fiabilidad, ya que el nuevo elemento tendrá la misma probabilidad de falla que el antiguo. Si el patrón de falla al que se ajusta el componente es el “F”, reemplazar el elemento a intervalos fijos por un componente nuevo, no solo no mejorara la fiabilidad, sino que aumentara la probabilidad de falla ya que en la “infancia” presenta más probabilidad que en la vejez. En la figura se observa que más del 50% de los componentes presentan fallas en la “infancia” esto quiere decir que cada vez que se repara o reemplaza un equipo las posibilidades de falla prematuro debido a esa operación de mantenimiento son muy elevadas. Algunas de las posibles explicaciones que se pueden dar a este hecho, son:

- Errores humanos. La tarea de remplazo o reparación no se completa de manera adecuada por falta de experiencia o conocimiento del personal de mantenimiento.
- Errores del sistema. El equipo se vuelve a poner en servicio tras haberle realizado una operación de mantenimiento de alto riesgo y no haber revisado dicha operación.
- Errores de diseño. La capacidad de diseño del componente está demasiado cerca del rendimiento que se espera de él, por lo que las piezas de menor calidad pueden fallar cuando se le exige dicho rendimiento.
- Errores de piezas. Se suministran piezas incorrectas o de baja calidad.

Por lo visto anteriormente, está claro que el mantenimiento actual debe centrarse en reducir las operaciones de mantenimiento provocadas por fallas que se ajustan al modelo “F”. Es decir, fallas ocurridas en la “infancia” de los equipos.

Para los elementos que ajusten sus tasas de fallas a este patrón “F”, un mantenimiento planificado a intervalos fijo aumentara las posibilidades de falla, ya que el equipo nuevo presentara más probabilidades de fallas que el antiguo. Por este motivo existe una tendencia generalizada a mantener lo mínimo posible debido a que cualquier operación de mantenimiento realizada puede aumentar la probabilidad de falla. Otra posibilidad, es centrarse en reducir de manera global las probabilidades de falla sobre todos los modelos. La forma de realizar esto, es mediante la utilización de un mantenimiento proactivo, es decir, buscar la forma de eliminar las fallas más que eliminar sus consecuencias.

Para eliminar las fallas, hay que eliminar sus causas, lo que implica conocerlas. Existen herramientas como el Análisis Causa - Raíz que ayudan a identificar eliminar las causas de las fallas, aunque en muchas ocasiones se utiliza como una herramienta reactiva más que proactiva.

## 2.6 Análisis de criticidad de fallas

Al respecto, cabe mencionar, que el análisis de criticidad, es una herramienta o metodología que permite en una planta industrial o línea de producción, determinar la prioridad de los equipos, en función de su impacto global, con la finalidad de facilitar la toma de decisiones y mejorar la confiabilidad operacional, entendiendo por confiabilidad como la probabilidad de que un equipo o sistema opere sin fallar un determinado periodo de tiempo, bajo unas condiciones de operación previamente establecidas.

Asimismo, se debe tener en cuenta, que no todos los equipos tienen la misma importancia en una planta industrial o en una línea de producción, normalmente unos equipos son más importantes que otros. En ese sentido, se debe destinar la mayor parte de los recursos a los equipos más importantes, dejando una pequeña porción del reparto a los equipos que menos influyen en los resultados de la empresa a de la línea de producción.

Para determinar el grado de criticidad de un equipo, máquina o instalación, se toman ciertos criterios que están asociados (generalmente) con la frecuencia de fallas, impacto operacional, flexibilidad operacional, costo del mantenimiento, seguridad, medio ambiente, entre otros.

Por otro lado, la determinación de la criticidad de un equipo se facilita considerablemente al utilizar un procedimiento numérico creado para tal efecto.

Consiste en la asignación de un puntaje a aspectos o variables que están relacionadas con el equipo y su impacto global, luego, se pondera y se suman los resultados. Después, se determina el rango en el que se encuentra el valor de la suma que, a su vez, indica la categoría y la criticidad que le debe corresponder al equipo.

El puntaje utilizado para la ponderación de cada aspecto o variable relacionada al equipo está comprendido entre los valores de 1 y 5, donde 1 significa que incide en menor

grado (leve), y el 5, que incide en mayor grado (muy grave). Una vez obtenida la suma ponderada de todas las incidencias, se compara con los rangos establecidos en la Tabla 2.

**Tabla 2 Determinación de criticidad de un equipo por puntuación ponderada**

Efecto sobre el servicio que proporciona			
Para		4	
Reduce		2	
No para		0	
Valor técnico - económico			
Considerar el costo de adquisición, operación y mantenimiento	Alto	3	Más de \$20,000.00
	Medio	2	
	Bajo	1	Menos de \$1,000.00
La falla afecta:			
a. Al equipo en si	Si	1	Deteriora otros componentes?
	No	0	
b. Al servicio	Si	1	Origina problemas a otros equipos?
	No	0	
c. Al operador	Riesgo	1	Posibilidad de accidente del operador?
	Sin riesgo	0	
d. A la seguridad	Si	1	Posibilidad de accidente a otras personas u otros equipos cercanos
	No	0	
Probabilidad de falla (confiabilidad)			
Baja		0	Se puede asegurar que el equipo va a trabajar correctamente cuando se le necesite?
Alta		2	
Flexibilidad del equipo en el sistema			
Unico		2	No existe otro igual o similar
By pass		1	El sistema puede seguir funcionando
Stand by		0	Existe otro o igual o similar no instalado
Dependencia logística			
Extranjero		2	Repuestos se tienen que exportar
Loc./Ext.		1	Algunos repuestos se compran localmente
Local		0	Repuestos se consiguen localmente
Dependencia de la mano de obra			
Terceros		2	El mantenimiento requiere contratar a terceros
Propia		0	El mantenimiento se realiza con personal propio
Facilidad de reparación ( mantenibilidad)			
Baja		1	Mantenimiento difícil
Alta		0	Mantenimiento fácil
ESCALA DE REFERENCIA			
CRITICA		16 A 20	Asignar los valores de la ponderación calificando al equipo por su incidencia sobre cada variable. Este paso requiere un buen conocimiento del equipo, su sistema, su operación, su valor y los daños que podría ocasionar una falla.
IMPORTANTE		11 A 15	
REGULAR		06 A 10	
OPCIONAL		00 A 05	

Fuente: Huerta 2004

De la tabla anterior, el estado crítico es el más delicado y opcional el menos delicado.

## 2.7 Análisis de modos y efectos de fallas (FMEA)

El análisis de los modos y efectos de fallas (FMEA), desde el punto de vista del mantenimiento industrial, es una herramienta o metodología muy útil que permite (de manera sistemática), reconocer y/o identificar las fallas funcionales de un equipo (en la actividad de planificación), antes de que estas ocurran, con la intención de eliminarlas o mitigarlas, con lo

cual se asegurará su operatividad y, por lo tanto, su confiabilidad. Es decir, el FMEA se utiliza para identificar los modos de falla funcionales, determinar sus efectos que estos provocan, y asimismo, identificar acciones que conlleven a atenuar dichas fallas. En ese sentido, el FMEA es una metodología orientada a lograr el aseguramiento de la funcionalidad y por ende la confiabilidad de una máquina o equipo.

A continuación, se presenta las definiciones de modo y efecto de falla.

- **Modo de falla.** Es definido como cualquier situación o evento que pueda causar la falla de un activo físico (o sistema o proceso). Por ejemplo, para un motor, los modos de falla pueden ser: calentamiento, vibración, falla al arrancar, etc.
- **Causa de falla.** Una causa de falla es una razón potencial de un modo de falla. En el análisis FMEA, para cada modo de falla se debe listar todas las posibles causas de falla.
- **Efecto de falla.** Describe las consecuencias que provocan la ocurrencia del modo de falla que se está analizando. Esta descripción debe incluir toda la información necesaria para apoyar la evaluación de la máquina.

En la Figura 9 se muestra el formato de análisis de modos y efectos de fallas

AMEF RCMII		Elemento:			Nº:	Realizado por	Fecha	Hoja	
		Componente			Ref.	Revisado por	Fecha	De	
Cod	FUNCIÓN	Cod	FALLA FUNCIONAL	Cod	MODO DE FALLA (Causa de la falla)	EFECTOS DE LAS FALLAS (Qué sucede cuando falla)			
1		A							
		B							
		C							

**Figura 9. Formato de análisis de modos y efectos de fallas: FMEA**

Fuente: Huerta 2004

Este formato debe ser llenado por Ingenieros, técnicos y supervisores de mantenimiento.

## **2.8 Diagrama de Pareto**

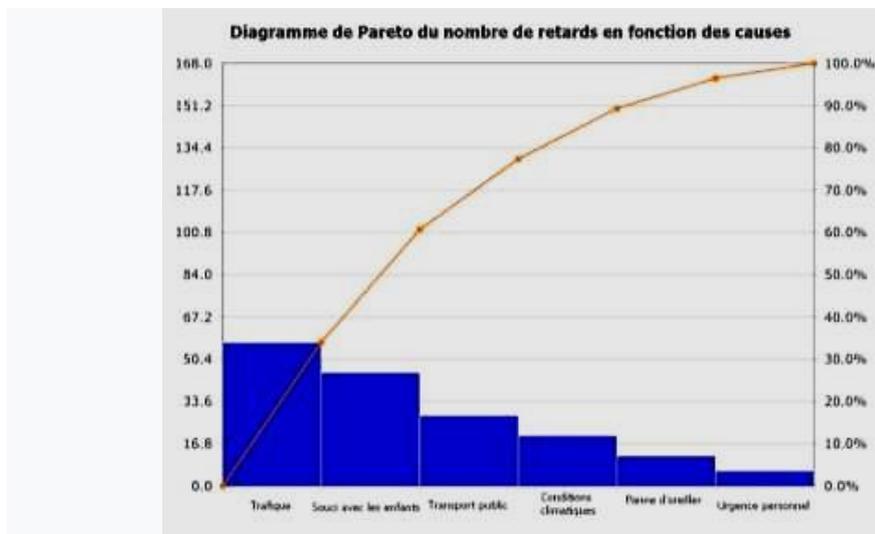
Frecuentemente el personal técnico de mantenimiento y producción debe enfrentarse a problemas que tienen varias causas o son la suma de varios problemas. El Diagrama de Pareto permite seleccionar por orden de importancia y magnitud, la causa o problemas que se deben investigar hasta llegar a conclusiones que permitan eliminarlos de raíz.

La mayoría de los problemas son producidos por un número pequeño de causas, y estas son las que interesan descubrir y eliminar para lograr un gran efecto de mejora. A estas pocas causas que son las responsables de la mayor parte del problema se les conoce como causas vitales. Las causas que no aportan en magnitud o en valor al problema, se les conoce como las causas triviales. Las causas triviales, aunque no aporten un valor a la mejora, no significan que se deban dejar de lado o descuidarlas. Se trata de ir eliminando en forma progresiva las causas vitales. Una vez eliminadas estas, es posible que las causas triviales se lleguen a transformar en vitales.

El Diagrama de Pareto es un instrumento que permite graficar por orden de importancia, el grado de contribución de las causas que se analizan o el conjunto de problemas que se quieren estudiar. Se trata de clasificar los problemas y/o causas en vitales y triviales.

Para llevar a cabo un análisis de Pareto es necesario conocer la clase de problema que se quiere resolver, luego es necesario recolectar la información con los datos más recientes a fin de poder hacer una investigación más objetiva, es necesario clasificar en orden de magnitud la información obtenida para proceder a realizar el diagrama el cual consta de un eje horizontal y uno vertical. El eje vertical está compuesto por un lado derecho donde se marca una escala porcentual de 0 a 100 y un lado izquierdo donde se escribe el número total acumulado iniciando

desde cero. En el eje horizontal se divide este intervalo en el número de clasificaciones que se quieren presentar y se escriben cada una de las causas encontradas. Por último, se marca con un punto los porcentajes acumulados de cada una de estas causas con líneas rectas empezando desde cero obteniendo como resultado la curva acumulada o también llamada curva de Lorenz. En la Figura 10 se muestra un ejemplo simple de un diagrama de Pareto usando datos hipotéticos.



**Figura 10. Diagrama de Pareto**

Fuente: Piedra Paladines 2007

Se muestran las frecuencias relativas en un diagrama de barras y en una línea roja las frecuencias acumuladas de las causas por las que los empleados llegan tarde a trabajar a una empresa.

## **CAPITULO III ELABORACIÓN DE LA PROPUESTA**

### **3.1. Descripción de la gestión actual de la red de transmisión eléctrica de alta tensión en la empresa SPCC**

Las empresas de servicio eléctrico normalmente llevan un registro estadístico de los eventos pasados, con los cuales pueden evaluar el desempeño de sus sistemas y algunos indicadores económicos, especialmente la energía no suministrada. La predicción de índices de confiabilidad pretende determinar el comportamiento que tendrá la red, basado en el desempeño pasado, y ayudar en la toma de decisiones sobre modificaciones de elementos componentes de la red y/o topología.

En tal sentido, es materia de estudio del presente trabajo elaborar un plan de mantenimiento basado en RCM para mejorar la confiabilidad de la red de transmisión eléctrica de alta tensión de la empresa SPCC. El sistema de redes de transmisión eléctrica de alta tensión está conformado por 14 líneas de transmisión de 138kV y dos líneas de transmisión de 220kV los cuales suministran energía eléctrica a las unidades operativas de Ilo, Toquepala y Cuajone.

#### **3.1.1. Gerencia de Mantenimiento – Sistemas de Potencia**

El área de Sistemas de Potencia de SPCC pertenece a la Gerencia de Mantenimiento de la Unidad Operativa Ilo. El área de Sistemas de Potencia se conforma por la Jefatura General de Sistemas de Potencia y la Jefatura de Centro de Control de Energía. Así mismo, el área de Sistemas de Potencia es la encargada de realizar principalmente:

- Elaborar el plan de mantenimiento anual de los sistemas de medición, protección y control SCADA de las subestaciones de potencia y líneas de transmisión.
- Coordinar y controlar los trabajos de Mantenimiento Programados y No Programados realizados por Terceros a los Sistemas de Medición y Protección de

las Subestaciones de Potencia y Líneas de Trasmisión de Alta Tensión para asegurar el suministro de energía eléctrica confiable a las operaciones de SPCC.

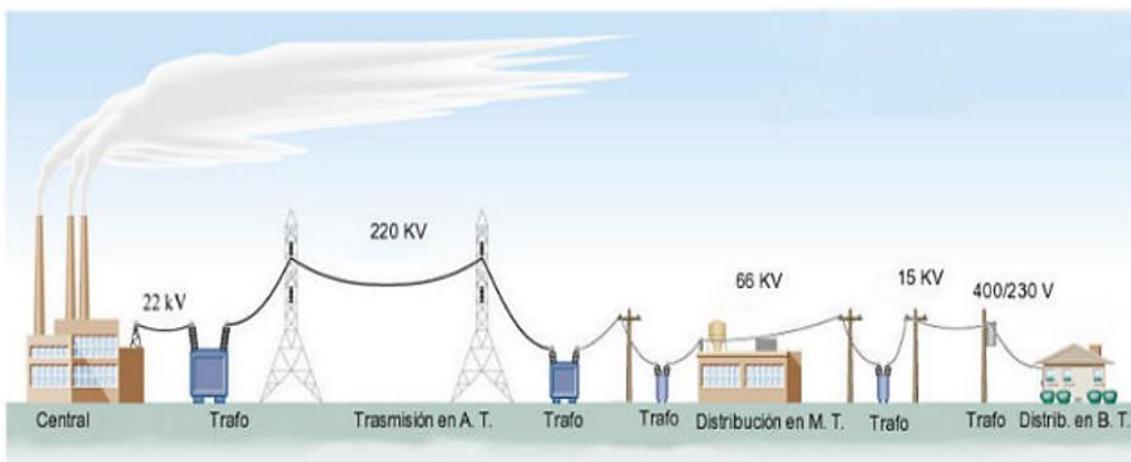
- Organizar, dirigir, controlar y coordinar las actividades de Pre Despacho, Despacho y Post Despacho a fin de asegurar la continuidad, la confiabilidad y la calidad del suministro de energía a las unidades de Ilo, Toquepala y Cuajone, optimizar el uso de la energía y garantizar el cumplimiento de la normativa legal vigente que regula al Sector Eléctrico en nuestro país.
- Diseñar estrategias, planificar y gestionar la ejecución de alternativas que contribuyan a la reducción del consumo de energía en SPCC. Coordinar con cada uno de los gestores de las plantas de SPCC el uso óptimo de energía a fin de ejecutar planes de reducción del consumo de energía.
- Revisar, validar, preparar y autorizar la remisión de informes y reportes hacia organismos externos como COES, OSINERGMIN y MINEM a fin de cumplir con informar a los organismos pertinentes sobre la situación de las Operaciones Eléctricas de SPCC según lo establece la normativa que regula el sector eléctrico. Es responsable de sustentar toda la información emitida.

### **3.1.2. Contexto Operacional**

La red eléctrica es un término usado para definir una red de electricidad que realizan estas tres operaciones:

1. Generación de electricidad: Las plantas generadoras están por lo general localizadas cerca de una fuente de agua, y alejadas de áreas pobladas. Por lo general son muy grandes, para aprovecharse de la economía de escala. La energía eléctrica generada se le incrementa su tensión la cual se va a conectar con la red de transmisión.

2. Transmisión de electricidad: La red de transmisión transportará la energía a grandes distancias, hasta que llegue al consumidor final (Por lo general la compañía que es dueña de la red local de distribución).
3. Distribución de electricidad: Al llegar a la subestación, la energía llegará a una tensión más baja. Al salir de la subestación, entra a la instalación de distribución. Finalmente, al llegar al punto de servicio, la tensión se vuelve a bajar del voltaje de distribución al voltaje de servicio requerido.



**Figura 11. Diagrama de procesos de la Red Eléctrica.**

La finalidad de los sistemas eléctricos de potencia es suministrar energía a todos los clientes conectados al mismo. La energía viaja desde las plantas generadoras atravesando la red de transmisión para luego ser distribuida a los clientes finales. Por lo tanto, esa energía pasa por un sinnúmero de elementos que son parte de un extenso y complejo sistema.

Para el presente trabajo se ha seleccionado como equipo de análisis a las líneas de transmisión de 138kV y 220 kV pertenecientes a SPCC. La Red de Transmisión de SPCC está interconectada con el SEIN, en la subestación eléctrica Moquegua a través de la doble barra en 220 kV y en la subestación eléctrica Millsite a través del interruptor OCB 750 en 138 kV.

La Red de Transmisión tiene una configuración en doble anillo (138 kV), doble terna en 220 kV para conexión de la S.E. Ilo 3 y S.E. Moquegua protegido por los siguientes interruptores:

<b>Subestación</b>	<b>Interruptores</b>
<b>Ilo 1</b>	OCB 650, OCB 651, OCB 652, OCB 1054, HCB653, HCB 654.
<b>Ilo Electrosur</b>	HCB 952 y HCB 953.
<b>Ilo 3</b>	HCB 1750, HCB 1751, HCB 1753, HCB 1757, HCB 1758, HCB 1759, HCB 2752, HCB 2753, HCB 2757, HCB 2758 y HCB 2759.
<b>Millsite</b>	OCB 750, OCB 751, HCB 752, HCB 753 y HCB 754.
<b>Botiflaca</b>	OCB 852, OCB 854, OCB 881, OCB 882 y HCB 856, HCB 8512 y HCB 8514
<b>Moquegua</b>	HCB 1150, HCB 1151, HCB 1153, HCB 1154, HCB 1155, HCB 1156, HCB 1157, HCB 1257 y HCB 1258
<b>Refinería</b>	CS 52R1, CS 52R2
<b>Lixiviación</b>	HCB 757
<b>Push Back</b>	HCB 552 y HCB 553
<b>Satélite</b>	HCB 8518 y HCB 8516.
<b>Plaza</b>	HCB 756, HCB 758, HCB 759, HCB 7511 y HCB 7512.

### **3.1.3. Análisis de Criticidad / Jerarquización de Sistema / Equipos**

Es una metodología que permite establecer jerarquías entre: instalaciones, sistemas, equipos, elementos de un equipo. De acuerdo con su impacto total del negocio, obtenido del producto de la frecuencia de fallas por la severidad de su ocurrencia, sumándole sus efectos en la población, daños al personal, impacto ambiental, pérdida de producción y daños en las instalaciones.

#### **3.1.3.1. Análisis del histórico de Fallas**

En la Tabla 3, se muestra información de los números de eventos con tiempo perdido ocurridos en las líneas de transmisión de SPCC desde enero del año 2007 hasta junio del año 2021:

**Tabla 3 Número de eventos con tiempo perdido en las líneas de transmisión de SPCC**

<b>Item</b>	<b>Código</b>	<b>Línea de Transmisión</b>	<b>N° total eventos (2007-2021)</b>	<b>N° de eventos promedio por año</b>	<b>Duración total (horas)</b>
<b>1</b>	L-1391	Ilo1 - Ilo Electrosur	16	1.3	301.96
<b>2</b>	L-1392	Ilo Electrosur - Ilo3	31	2.6	168.64
<b>3</b>	L-1385/2	Ilo3 - Quebrada honda	15	1.3	121.91
<b>4</b>	L-1385/1	Plaza - Quebrada Honda	37	3	1739.75
<b>5</b>	L-1387	Ilo1 - Refinería	39	3.3	1285.3
<b>6</b>	L-1383	Ilo1 - Moquegua	37	3.1	249.78
<b>7</b>	L-1386/1	Botiflaca - Push Back	71	5.9	1126.69
<b>8</b>	L-1386/2	Push Back - Millsite	52	4.3	394.09
<b>9</b>	L-1388	Millsite - Toquepala	47	3.9	362.99
<b>10</b>	L-1389	Millsite - Lixiviación	24	2	119.75
<b>11</b>	L-2033	Moquegua - Ilo3	29	2.4	1856.39
<b>12</b>	L-2034	Moquegua - Ilo3	25	2	800.59
<b>13</b>	L-1393	Ilo3 - Plaza	9	0.8	113.26
<b>14</b>	L-1395	Plaza Transferencia – Millsite	3	0.3	15.38
<b>15</b>	L-1396	Botiflaca - Satélite	7	0.6	276.54
<b>16</b>	L-1397	Botiflaca - Satélite	7	0.6	337.18

### **3.1.3.2 Análisis de criticidad (Basado en Riesgo)**

Riesgo: término probabilístico definido como la probabilidad de tener una pérdida.

Pasos para aplicar la metodología

- 1.- Definición de los ítems en estudio (plantas, circuitos, equipos, etc.)
- 2.- Se utiliza una matriz de (frecuencia) por (consecuencia) de falla.
- 3.- A través de un análisis basado en la información disponible para al ítem en estudio se asignan valores para (frecuencia) y (consecuencia).
- 4.- El valor del producto obtenido (criticidad) se ubica en la matriz. Los colores

nos darán una idea del nivel de riesgo (criticidad).

5.- Se repiten los pasos previos para cada uno de los ítems en estudio.

6.- Se obtiene así una lista jerarquizada de los ítems en estudio.

Criticidad = Frecuencia x Consecuencia

Consecuencias= (IO x FO) + CM + SHA

Criticidad = Frecuencia x ((IO x FO) + CM + SHA) . . . (I)

IO = Factor de impacto en la producción.

FO = Factor de flexibilidad operacional.

CM = Factor de costes de mantenimiento.

SHA = Factor de impacto en seguridad, higiene y ambiente.

Matriz General 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				

Para nuestro caso de estudio:

Sistema: Red de transmisión eléctrica de alta tensión SPCC

Subsistema Evaluado: Líneas de Transmisión Eléctrica

Proceso de evaluación de factores Ponderados.

Frecuencia de falla: 4

Impacto operacional (IO): 5

Flexibilidad (FO): 2

Costos de mantenimiento (CM): 2

Impacto en SHA: 3

Sustituyendo los valores seleccionados, en la expresión de criticidad (I):

Criticidad = 4 x ((5 x 2) + 2 + 3) = 60.

Luego se ubican los valores obtenidos de frecuencia = 4 (Eje y) y Consecuencia = 15 (Eje x), en la Matriz de criticidad con el propósito de obtener el nivel de criticidad correspondiente al subsistema evaluado.

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				

*Nivel de criticidad: Medio Crítico.*

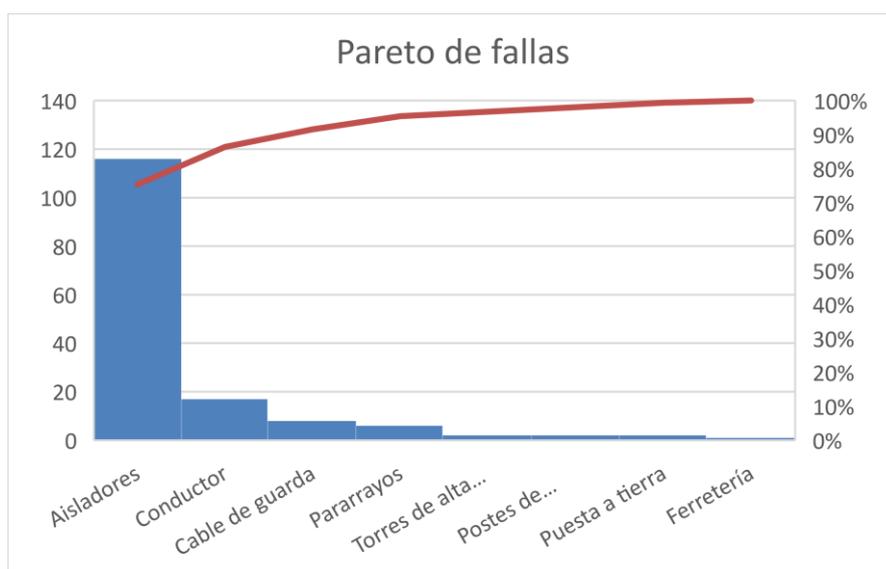
### 3.1.3.3 Análisis de Pareto

El análisis de Pareto sirve para dar soporte al RCM en lo que respecta al estudio de los modos de falla. Otras técnicas, incluso, se utilizan para investigar las causas raíz de una falla, avería o siniestro que se conocen como análisis post mortem.

En la mayoría de los casos, un problema es originado por un grupo pequeño de posibles causas. El 80% de las pérdidas de un equipo o instalación serían producidas por el 20% del total de posibles causas o modos de falla. El diagrama de Pareto es útil para estudiar fallas crónicas (más relacionadas con las oportunidades de mejora que con los problemas). Facilita la selección de las causas que producen el mayor perjuicio.

**Tabla 4 Componentes asociados a la causa raíz de eventos con tiempo perdido en las líneas de transmisión de SPCC**

Componentes	Nº de eventos
Pararrayos	6
Cable de guarda	8
Aisladores	116
Ferretería	1
Conductor	17
Torres de alta tensión	2
Postes de madera	2
Puesta a tierra	2



**Figura 12. Diagrama de Pareto sobre componentes asociados a la causa raíz de eventos con tiempo perdido en las líneas de transmisión de SPCC.**

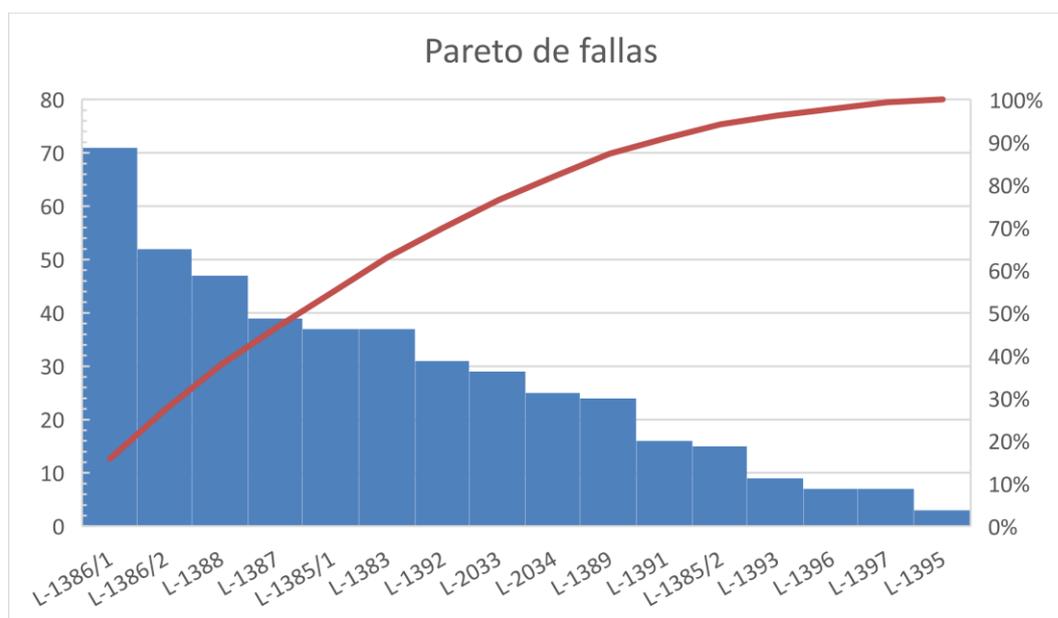
### 3.1.3. Listado de Sistema/Equipos/Componentes Priorizados/Críticos

El suministro de energía eléctrica para la ciudad de Ilo es a través de la línea de transmisión 138 kV L-1391 Ilo1 – Ilo Electrosur e L-1392 Ilo3 – Ilo Electrosur; y el suministro para la ciudad de Moquegua es desde una celda de 138 kV ubicada en la subestación de Moquegua. En la Tabla 5 se puede observar las líneas de transmisión que pertenecen a SPCC:

**Tabla 5 Líneas de Transmisión de SPCC**

Item	Código	Líneas Transmisión SPCC	Tensión (kV)	Potencia (MVA)	Distancia (KM)
1	L-1391	Ilo1 - Ilo Electrosur	138	60	15.18
2	L-1392	Ilo Electrosur - Ilo3	138	60	25.75
3	L-1385/2	Ilo3 - Quebrada honda	138	60	36.62
4	L-1385/1	Plaza Transferencia - Quebrada Honda	138	60	29.05
5	L-1387	Ilo1 – Refinería	138	60	9.45
6	L-1383	Ilo1 – Moquegua	138	130	56.61
7	L-1386/1	Botiflaca - Push Back	138	60	28.36
8	L-1386/2	Push Back – Millsite	138	60	5.04
9	L-1388	Millsite – Toquepala	138	60	0.3
10	L-1389	Millsite – Lixiviación	138	60	1.8

<b>11</b>	L-2033	Moquegua - Ilo3	220	300	53.98
<b>12</b>	L-2034	Moquegua - Ilo3	220	300	186.6
<b>13</b>	L-1393	Ilo3 - Plaza Transferencia	138	180	65.3
<b>14</b>	L-1395	Plaza Transferencia - Millsite	138	180	1.92
<b>15</b>	L-1396	Botiflaca – Satélite	138	105	0.58
<b>16</b>	L-1397	Botiflaca – Satélite	138	105	0.58



**Figura 13. Diagrama de Pareto sobre las líneas de transmisión de SPCC con mayor número de eventos.**

### 3.1.4. Análisis FMEA's o FMECA's

#### 3.1.4.1. Análisis FMEA

Es una metodología que permite identificar, caracterizar y evaluar el riesgo de las fallas potenciales de un proceso o producto. Esta técnica cobra valor si se desarrolla en las etapas de diseño del producto/proceso. Sin embargo, también se aplica en productos/procesos que ya están operando, ya sea que se aplique por primera vez o actualizando análisis hechos con anterioridad. Servirá así para identificar el tipo de fallas potenciales y establecer prioridades para actuar sobre estas fallas cuando aparezcan.

Tabla 6 Análisis FMEA de las líneas de transmisión de SPCC

System	Components	Failure Mode	Consequences	Severity	Potential Causes	Occurrence	Currents Design Controls	Detection	Risk Number (NPR)	Priority
Sistema de protección	1. Cable de guarda	1. Rotura de cable.	Línea de transmisión fuera de servicio.	10	Perdida de producción.	2	Inspecciones programadas.	6	120	
		2. Deshebramiento de cable.	Disminución de la confiabilidad del sistema.	8	Generación de cargas parciales significativas.	3	Inspecciones programadas. Mantenimiento preventivo.	6	144	
	2. Pararrayos	1. Pararrayo deteriorado.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	8	Disparo de la protección	3	Inspecciones programadas.	6	144	
	3. Aisladores	1. Aislador deteriorado.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	8	Disparo de la protección	3	Inspecciones programadas. Mantenimiento preventivo.	6	144	
		3. Falta de limpieza.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	7	Disparo de la protección	8	Inspecciones programadas.	8	448	
4. Puesta a tierra.	1. Puesta a tierra deteriorada.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	8	Disparo de la protección	2	Mantenimiento preventivo.	8	128		
Sistema de transmisión	1. Conductor	1. Rotura de conductor.	Línea de transmisión fuera de servicio.	10	Perdida de producción.	2	Inspecciones programadas.	6	120	
		2. Deshebramiento de conductor.	Disminución de la confiabilidad del sistema.	8	Generación de cargas parciales significativas.	3	Inspecciones programadas. Mantenimiento preventivo.	6	144	
	2. Ferretería	1. Ferretería deteriorada.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	8	Perdida de producción.	6	Inspecciones programadas.	6	288	
		2. Ferretería mal instalada.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	8	Perdida de producción.	3	Inspecciones programadas. Mantenimiento preventivo.	5	120	
	3. Torres de alta tensión	1. Torre deteriorada	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	9	Perdida de producción.	2	Inspecciones programadas.	2	36	
		2. Mala fundación	Caída de torre de alta tensión.	10	Perdida de producción.	1	Inspecciones programadas.	1	10	
4. Poste de madera.	1. Poste deteriorado	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	9	Perdida de producción.	2	Inspecciones programadas.	3	54		

### 3.5.2. Análisis FMECA

Se trata de una técnica de modos y efectos de falla que incluye evaluación de criticidad y análisis causa raíz del modo de falla. Cumple ambos requisitos de una gestión moderna de activos bajo la norma ISO 55000: (1) basada en el manejo de riesgo y (2) trata de eliminar la causa de falla.

En esta técnica se hace un análisis que cumple con los requisitos del FMEA, pero además identifica la causa raíz del modo de falla, su criticidad (riesgo) y tareas para reducir o eliminar el riesgo, todo bajo un ambiente de priorización en riesgo. En FMECA la criticidad es referida al riesgo, pretendiendo jerarquizar los modos de falla, para identificar el grado de criticidad de los escenarios de mayor riesgo (más crítico al menos crítico).

La categorización de los modos de falla se logra con la evaluación de los parámetros de criticidad de los modos de falla del componente, en el análisis se detalla su ocurrencia en el último periodo de análisis; su detectabilidad y para finalmente determinar el valor de RPN, que dará como resultado la categorización del modo de falla.

La matriz de jerarquización: Severidad (Efecto) versus Frecuencia y en ella se detalla el riesgo de los modos de falla de los componentes.

#### Severidad (Efecto)

- ✓ Seguridad y Salud Ocupacional
- ✓ Medio Ambiente
- ✓ Costos de Mantenimiento (repuestos, mano de obra, etc.)
- ✓ Impacto asociado a la producción.
- ✓ Impacto asociado a la calidad del producto/servicio.
- ✓ Tiempo Medio para reparaciones (MTTR)

#### Frecuencia

- ✓ Tiempo medio entre fallas (MTBF) - Ocurrencia
  - ✓ Grado de detectabilidad de la falla
- RIESGO = CONSECUENCIAS X FRECUENCIA**

Tabla 7 Análisis FMECA de las líneas de transmisión de SPCC

System	Components	Failure Mode	Consequences	Severity	Potential Causes	Occurrence	Currents Design Controls	Detection	Risk Priority Number (NPR)	Acciones tomadas	Ocurrencia	Detección	Efecto							RPN	Categorización
													SSO	AMB	REP	PROD	CAL	MTTR			
Sistema de protección	1. Cable de guarda	1. Rotura de cable.	Línea de transmisión fuera de servicio.	10	Perdida de producción.	2	Inspecciones programadas.	6	120	Reparación y/o cambio de cable roto.	2	1	5	2	4	3	3	4	42	BAJO	
		2. Deshebramiento de cable.	Disminución de la confiabilidad del sistema.	8	Generación de cargas parciales significativas.	3	Inspecciones programadas. Mantenimiento preventivo.	6	144	Reparación de cable.	2	3	3	2	3	2	2	3	90	MEDIO	
	2. Pararrayos	1. Pararrayo deteriorado.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	8	Disparo de la protección	3	Inspecciones programadas.	6	144	Reparación y/o cambio de pararrayo.	2	3	3	2	3	2	2	3	90	MEDIO	
	3. Aisladores	1. Aislador deteriorado.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	8	Disparo de la protección	3	Inspecciones programadas. Mantenimiento preventivo.	6	144	Reparación y/o cambio de aislador.	2	3	3	2	3	2	2	3	90	MEDIO	
		3. Falta de limpieza.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	7	Disparo de la protección	8	Inspecciones programadas.	8	448	Lavado y limpieza en caliente de aisladores.	4	1	2	1	2	1	1	2	36	BAJO	
	4. Puesta a tierra.	1. Puesta a tierra deteriorada.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	8	Disparo de la protección	2	Mantenimiento preventivo.	8	128	Mantenimiento de puesta a tierra.	3	2	3	2	2	1	1	3	72	BAJO	
Sistema de transmisión	1. Conductor	1. Rotura de conductor.	Línea de transmisión fuera de servicio.	10	Perdida de producción.	2	Inspecciones programadas.	6	120	Reparación y/o cambio de conductor roto.	2	1	5	2	4	3	3	4	42	BAJO	
		2. Deshebramiento de conductor.	Disminución de la confiabilidad del sistema.	8	Generación de cargas parciales significativas.	3	Inspecciones programadas. Mantenimiento preventivo.	6	144	Reparación de conductor.	2	3	3	2	3	2	2	3	90	MEDIO	
	2. Ferretería	1. Ferretería deteriorada.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	8	Perdida de producción.	6	Inspecciones programadas.	6	288	Cambio y/o reparación de ferretería.	3	3	3	2	3	2	2	3	135	MEDIO	
		2. Ferretería mal instalada.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	8	Perdida de producción.	3	Inspecciones programadas. Mantenimiento preventivo.	5	120	Cambio de ferretería.	2	2	3	2	2	2	2	4	60	BAJO	
	3. Torres de alta tensión	1. Torre deteriorada	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	9	Perdida de producción.	2	Inspecciones programadas.	2	36	Reparación de torre deteriorada.	2	2	3	2	4	2	2	5	72	BAJO	
		2. Mala fundación	Caída de torre de alta tensión.	10	Perdida de producción.	1	Inspecciones programadas.	1	10	Construir nueva fundación para torre.	1	1	5	2	5	2	2	5	21	BAJO	
	4. Poste de madera.	1. Poste deteriorado	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	9	Perdida de producción.	2	Inspecciones programadas.	3	54	Reparación de poste.	2	2	3	2	3	2	2	4	64	BAJO	

### **3.1.5. Análisis RCM**

Es una metodología paso a paso, que facilita determinar lo que se debe hacer para asegurar que un activo físico continúe cumpliendo su función. Es la técnica más estandarizada y utilizada en el análisis y optimización de políticas de mantenimiento.

También se define como un proceso sistemático que permite preservar las funciones, identificando los modos de falla con sus causas directas para establecer las tareas, efectivas y económicas, que nos garantizarán que nuestros activos físicos cumplan el plan estratégico del negocio.

#### **Objetivos Específicos:**

- ✓ Determinar los posibles fallos o averías definidos como el no cumplimiento de unas ciertas funciones (con parámetros determinados).
- ✓ Conocer las causas que originan los fallos o averías.
- ✓ Conocer las consecuencias que generan al producirse las fallos o averías, mediante la evaluación del impacto sobre la empresa: seguridad, medio ambiente, operación (costos + calidad).
- ✓ Conocer los métodos para detectar los fallos o averías, a fin de evitarlos.
- ✓ Estimar cualitativamente la importancia de los fallos, mediante la criticidad y la probabilidad de ocurrencia.

#### **Objetivo Principal:**

- ✓ Establecer un programa de mantenimiento preventivo técnicamente eficaz y económicamente eficiente.

### **3.1.6.1. Función**

Se define las funciones de cada activo físico en su contexto operacional, junto con los parámetros de funcionamiento deseado.

#### - Funciones Principales

Resume la razón del porqué de la adquisición del activo. Cubre temas como velocidad, producción, calidad, capacidad, desempeño, etc.

#### - Funciones Secundarias

Son las expectativas de los usuarios de los activos relacionadas con: seguridad, economía, integridad estructural, cumplimiento normas, etc.

### **3.1.6.2. Falla Funcional**

Se define como la incapacidad de cualquier activo físico de cumplir una función según un parámetro de funcionamiento aceptable para el usuario del activo. Se dice entonces, que se tiene una pérdida de función.

### **3.1.6.3. Modo de Falla**

Es cualquier evento que puede causar una falla funcional. Se entiende entonces, que se trata de todas las posibles causas de la falla funcional. La descripción de un modo de falla debe consistir en un sustantivo y un verbo. Esta descripción debe ser resumida, pero con el suficiente detalle como para poder seleccionar una estrategia apropiada de manejo de falla.

### **3.1.6.4. Efecto de Falla**

Describe qué sucede cuando ocurre un modo de falla. Responde a la pregunta ¿Qué Ocurre? La descripción de estos efectos debe incluir toda la información necesaria que ayude a la evaluación de las consecuencias de falla. La descripción de los efectos de falla debe incluir lo siguiente:

- ✓ Evidencia (si la hubiera) de que se ha producido una falla.
- ✓ Maneras (si las hubiera) en que se afecta la seguridad y el ambiente.
- ✓ Maneras (si las hubiera) en que se afecta la producción/operación.
- ✓ Daños físicos (si los hubiera) causados por la falla.
- ✓ Qué debe hacerse para reparar la falla.

### **3.1.6.5. Consecuencia de Falla**

La naturaleza y la gravedad de los efectos de falla definen a las consecuencias de falla. Responde a la pregunta ¿Qué importancia tiene? RCM reconoce que las consecuencias de las fallas son más importantes que sus características técnicas. Señala que la única razón para hacer cualquier tipo de mantenimiento proactivo no es evitar las fallas sino evitar o reducir las consecuencias de las fallas.

RCM clasifica las consecuencias en cuatro grupos:

- ✓ Consecuencias de fallas ocultas.
- ✓ Consecuencias para la seguridad y ambientales.
- ✓ Consecuencias operacionales.
- ✓ Consecuencias no operacionales.

### **3.1.6.6. Tareas Proactivas**

Tienen como objetivo evitar la aparición de los modos de falla:

- Preventivas (Tareas Sistemáticas): Reacondicionamiento Cíclico: Consiste en reacondicionar la capacidad de un elemento o componente antes o en el límite de la edad definida, independientemente de su condición en ese momento.

Sustitución Cíclica: Consiste en descartar un elemento o componente antes, o en el límite de la edad definida, independientemente de su condición en ese momento.

- Predictivas (Tareas a condición): Se denominan así porque los elementos que se inspeccionan se dejan en servicio a condición de que continúen cumpliendo con los parámetros de funcionamiento especificados. Consisten en chequear si hay fallas potenciales, para que se pueda actuar para prevenir la falla funcional o evitar las consecuencias de la falla funcional.

#### **3.1.6.7. Tareas por Omisión**

Son las tareas que se aplican a falta de tareas proactivas adecuadas:

- ✓ Búsqueda de fallas: se aplica para fallos, modos y consecuencias ocultas, es realizado a intervalos regulares de tiempo para determinar si el equipo ha fallado y si fuese así reacondicionarlo.
- ✓ Correctivo (Correr a la falla): consiste en el reacondicionamiento o cambio de partes una vez que ha ocurrido el fallo.
- ✓ Mejorativo o Rediseño: no es una tarea de mantenimiento propiamente dicha, consiste en implementar modificaciones que eviten la aparición de ciertos modos de fallo.

Tabla 8 *Análisis RCM de las líneas de transmisión de SPCC*

Sistema	Componente	Referencia de Información			Consecuencias	Tareas proactivas	Evaluación de las consecuencias				S1 O1 N1	S2 O2 N2	S3 O3 N3	Tareas "a falta de"			Tareas propuestas	Frecuencia inicial	Frecuencia propuesta	A realizar por		
		Función	Falla Funcional	Modos de falla			H	S	E	O				H4	H5	S4						
Sistema de protección	Cable de guarda	Proteger a la línea de transmisión de descargas atmosféricas y de transmitir información vía fibra óptica.	Deshebramiento de cable.	Envejecimiento, tiempo de vida útil y descargas eléctricas.	Disminución de la confiabilidad del sistema.	Mantenimiento preventivo (inspección, termografía, lavado y limpieza).	S	N	N	S	S						Reducir mantenimiento preventivo (lavado y limpieza en caliente).	3 Meses	6 Meses	Mantenimiento		
																		Continuar mantenimiento predictivo (Monitoreo de efecto corona).	6 Meses		6 Meses	
																			Continuar mantenimiento predictivo (termografía).		12 Meses	12 Meses
	Pararrayos	Proteger a la línea de transmisión de descargas atmosféricas.	Pararrayo deteriorado.	Envejecimiento, tiempo de vida útil y descargas eléctricas.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	Mantenimiento preventivo (inspección, monitoreo de descargas parciales, lavado y limpieza).	S	N	N	S	S						Reducir mantenimiento preventivo (lavado y limpieza en caliente).	3 Meses	6 Meses	Mantenimiento		
																			Continuar mantenimiento predictivo (Monitoreo de efecto corona).		6 Meses	6 Meses
	Aisladores	Aislar eléctricamente la energía que pasa por el conductor de la estructura soporte.	Aislador deteriorado.	Envejecimiento, tiempo de vida útil y descargas eléctricas.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	Mantenimiento preventivo (inspección, monitoreo de descargas parciales, lavado y limpieza).	S	N	N	S	S						Reducir mantenimiento preventivo (lavado y limpieza en caliente).	3 Meses	6 Meses	Mantenimiento		
																		Continuar mantenimiento predictivo (Monitoreo de efecto corona).	6 Meses		6 Meses	
Sistema de transmisión	Conductor	Transmitir energía eléctrica.	Deshebramiento de conductor.	Envejecimiento, tiempo de vida útil y descargas eléctricas.	Disminución de la confiabilidad del sistema.	Mantenimiento preventivo (inspección, termografía, lavado y limpieza).	S	N	N	S	S						Reducir mantenimiento preventivo (lavado y limpieza en caliente).	3 Meses	6 Meses	Mantenimiento		
																			Continuar mantenimiento predictivo (Monitoreo de efecto corona).		6 Meses	6 Meses
																					Continuar mantenimiento predictivo (termografía).	12 Meses
	Ferretería	Son accesorios utilizados para sujetar el conductor eléctrico.	Ferretería deteriorada.	Envejecimiento y tiempo de vida útil.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	Mantenimiento preventivo (inspección, termografía, lavado y limpieza).	S	N	N	S	S						Reducir mantenimiento preventivo (lavado y limpieza en caliente).	3 Meses	6 Meses	Mantenimiento		
																			Continuar mantenimiento predictivo (Monitoreo de efecto corona).		6 Meses	6 Meses
																					Continuar mantenimiento predictivo (termografía).	12 Meses

## CAPITULO IV

### ANALISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

#### 4.1. Plan De Mantenimiento Para Mejorar La Confiabilidad De La Red De Transmisión De Alta Tensión

##### 4.1.1. Plan de mantenimiento preventivo actual

En la Tabla 9 se muestran los planes de mantenimiento preventivo de líneas de transmisión de la Red de Transmisión.

Los planes de mantenimiento han sido realizados en función a distintos parámetros y criterios:

- Recomendaciones de los fabricantes (catálogos de mantenimiento).
- Inspecciones de la performance del equipamiento o instalación.
- Experiencia del personal de mantenimiento.

Los planes de mantenimiento que se maneja en la Red de Transmisión son dinámicos, se modifica cada vez que sea requerido y es revisado anual, mensual y semanalmente.

**Tabla 9 Plan de mantenimiento preventivo actual de las líneas de transmisión de SPCC**

ITEM	ACTIVIDADES	FRECUENCIA
01.00	L-1391 ILO 1 – ILO ELECTROSUR	
01.01	CAMBIO GRASA SILICONA E414	1A
01.02	INSP.SERVIDUMBRES LLTT SPCC	2M
01.03	INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA	1A
01.04	INSPECCIÓN VISUAL	6M
01.05	LAVADO EN CALIENTE 138kVESTRUCUTRAS 347-373	1M
01.06	LAVADO EN CALIENTE 138kVESTRUCUTRAS 374-413	3M
01.07	LAVADO EN CALIENTE 138kVESTRUCUTRAS 415-419	7S
01.08	MANTENIMIENTO DE ACCESOS	3A
01.09	MANTENIMIENTO RUTINARIO SEG INSPECCIÓN	6M
01.10	MEDICIÓN CAMPO MAGNÉTICO Y RUIDO	1A
01.11	REGISTRO DE CONDUCTIVIDAD (E394)	1M
01.12	INSPECCIÓN EFECTO CORONA	1A
01.13	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: REGADIO SALMUERA	6M
01.14	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: OTROS TRABAJOS	6M
01.15	MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA	6M

ITEM	ACTIVIDADES	FRECUENCIA
01.16	MEDICIÓN DE ATENUACIÓN DE FO-OPGW Y ADSS	3A
01.17	INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO FO Y CAJAS DE EMPALME (OPGW Y ADSS)	3A
01.18	REPARACIÓN DE ROTURA DE FO-OPGW Y ADSS	3A
02.00	L-1392 ILO ELECTROSUR - ILO 3	
02.01	INSP.SERVIDUMBRES LLTT SPCC	2M
02.02	INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA	1A
02.03	INSPECCIÓN VISUAL	6M
02.04	LAVADO EN CALIENTE 138kVESTRUCUTRAS 241-262	4M
02.05	LAVADO EN CALIENTE 138kVESTRUCUTRAS 263-297	1M
02.06	LAVADO EN CALIENTE 138kVESTRUCUTRAS 298-331	6M
02.07	LAVADO EN CALIENTE 138kVESTRUCUTRAS 332-346	1M
02.08	MANTENIMIENTO DE ACCESOS	3A
02.09	MANTENIMIENTO RUTINARIO SEG INSPECCIÓN	6M
02.10	MEDICIÓN CAMPO MAGNÉTICO Y RUIDO	1A
02.11	REGISTRO DE CONDUCTIVIDAD (E278, E300, E345)	1M
02.12	INSPECCIÓN EFECTO CORONA	1A
02.13	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: REGADIO SALMUERA	6M
02.14	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: OTROS TRABAJOS	6M
02.15	MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA	6M
02.16	MEDICIÓN DE ATENUACIÓN DE FO-OPGW Y ADSS	3A
02.17	INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO FO Y CAJAS DE EMPALME (OPGW Y ADSS)	3A
02.18	REPARACIÓN DE ROTURA DE FO-OPGW Y ADSS	3A
03.00	L-1385/2 QUEBRADA HONDA - ILO 3	
03.01	INSP.SERVIDUMBRES LLTT SPCC	2M
03.02	INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA	1A
03.03	INSPECCIÓN VISUAL	6M
03.04	LAVADO EN CALIENTE 138kVESTRUCUTRAS 97-240	4M
03.05	MANTENIMIENTO DE ACCESOS	3A
03.06	MANTENIMIENTO RUTINARIO SEG INSPECCIÓN	6M
03.07	MEDICIÓN CAMPO MAGNÉTICO Y RUIDO	1A
03.08	REGISTRO DE CONDUCTIVIDAD (E140, E180, E200)	1M
03.09	INSPECCIÓN EFECTO CORONA	1A
03.10	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: REGADIO SALMUERA	6M
03.11	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: OTROS TRABAJOS	6M
03.12	MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA	6M
03.13	MEDICIÓN DE ATENUACIÓN DE FO-OPGW Y ADSS	3A
03.14	INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO FO Y CAJAS DE EMPALME (OPGW Y ADSS)	3A
03.15	REPARACIÓN DE ROTURA DE FO-OPGW Y ADSS	3A
04.00	L-1385/1 MILLSITE - QUEBRADA HONDA	
04.01	INSP.SERVIDUMBRES LLTT SPCC	2M
04.02	INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA	1A
04.03	INSPECCIÓN VISUAL	6M
04.04	LAVADO EN CALIENTE 138kVESTRUCUTRAS 85-96	4M

ITEM	ACTIVIDADES	FRECUENCIA
04.05	LAVADO EN CALIENTE 138kVESTRUCUTRAS 33-84	1A
04.06	MANTENIMIENTO DE ACCESOS	3A
04.07	MANTENIMIENTO RUTINARIO SEG INSPECCIÓN	6M
04.08	MEDICIÓN CAMPO MAGNÉTICO Y RUIDO	1A
04.09	REGISTRO DE CONDUCTIVIDAD (E-46)	1M
04.10	INSPECCIÓN EFECTO CORONA	1A
04.11	LAVADO EN CALIENTE 138kVE1-E33	1A
04.12	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: REGADIO SALMUERA	6M
04.13	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: OTROS TRABAJOS	6M
04.14	MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA	6M
04.15	MEDICIÓN DE ATENUACIÓN DE FO-OPGW Y ADSS	3A
04.16	INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO FO Y CAJAS DE EMPALME (OPGW Y ADSS)	3A
04.17	REPARACIÓN DE ROTURA DE FO-OPGW Y ADSS	3A
05.00	L-1387 ILO 1 – REFINERIA	
05.01	INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA	1A
05.02	INSP.SERVIDUMBRES LLTT SPCC	2M
05.03	INSPECCIÓN VISUAL E1 - E49	6M
05.04	LAVADO EN CALIENTE 138kVESTRUCUTRAS 01-05	7S
05.05	LAVADO EN CALIENTE 138kVESTRUCUTRAS 06-49	3M
05.06	MANTENIMIENTO RUTINARIO SEG INSPECCIÓN	6M
05.07	INSPECCIÓN EFECTO CORONA	1A
05.08	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: REGADIO SALMUERA	6M
05.09	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: OTROS TRABAJOS	6M
05.10	MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA	6M
05.11	MEDICIÓN CAMPO MAGNÉTICO Y RUIDO	1A
05.12	MEDICIÓN DE ATENUACIÓN DE FO-OPGW Y ADSS	3A
05.13	INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO FO Y CAJAS DE EMPALME (OPGW Y ADSS)	3A
05.14	REPARACIÓN DE ROTURA DE FO-OPGW Y ADSS	3A
06.00	L-1383 ILO 1 – MOQUEGUA	
06.01	INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA	1A
06.02	INSPECCIÓN VISUAL (E-1 A E-169)	6M
06.03	LAVADO EN CALIENTE 138kVESTRUCUTRAS 02-26	3M
06.04	LAVADO EN CALIENTE 138kVESTRUCUTRAS 27-154	6M
06.05	LAVADO EN CALIENTE 138kVESTRUCUTRAS 155-169	1A
06.06	MANTENIMIENTO DE ACCESOS	3A
06.07	MANTENIMIENTO RUTINARIO SEG INSPECCIÓN	6M
06.08	INSP.SERVIDUMBRES LLTT SPCC	2M
06.09	INSPECCIÓN EFECTO CORONA	1A
06.10	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: REGADIO SALMUERA	6M
06.11	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: OTROS TRABAJOS	6M
06.12	MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA	6M
06.13	MEDICIÓN CAMPO MAGNÉTICO Y RUIDO	1A
06.14	REPARACIÓN DE ROTURA DE FO-OPGW Y ADSS	3A

ITEM	ACTIVIDADES	FRECUENCIA
07.00	L-1386/1 BOTIFLACA – PUSH BACK	
07.01	INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA	1A
07.02	INSP.SERVIDUMBRES LLTT SPCC	2M
07.03	INSPECCIÓN VISUAL (E-10A a E-87)	6M
07.04	MANTENIMIENTO RUTINARIO SEG INSPECCIÓN	6M
07.05	INSPECCIÓN EFECTO CORONA	1A
07.06	LAVADO EN CALIENTE 138kV (E10A a E87)	1A
07.07	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: REGADIO SALMUERA	6M
07.08	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: OTROS TRABAJOS	6M
07.09	MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA	6M
07.10	MEDICIÓN CAMPO MAGNÉTICO Y RUIDO	1A
07.11	MEDICIÓN DE ATENUACIÓN DE FO-OPGW Y ADSS	3A
07.12	INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO FO Y CAJAS DE EMPALME (OPGW Y ADSS)	3A
07.13	REPARACIÓN DE ROTURA DE FO-OPGW Y ADSS	3A
8.00	L-1386/2 PUSH BACK – MILLSITE	
8.01	INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA	1A
8.02	INSP.SERVIDUMBRES LLTT SPCC	2M
8.03	INSPECCIÓN VISUAL (E-10 a E-23)	6M
8.04	MANTENIMIENTO RUTINARIO SEG INSPECCIÓN	6M
8.05	INSPECCIÓN EFECTO CORONA	1A
8.06	LAVADO EN CALIENTE 138kV (E1 A E23)	1A
8.07	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: REGADIO SALMUERA	6M
8.08	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: OTROS TRABAJOS	6M
8.09	MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA	6M
8.10	MEDICIÓN CAMPO MAGNÉTICO Y RUIDO	1A
8.11	MEDICIÓN DE ATENUACIÓN DE FO-OPGW Y ADSS	3A
8.12	INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO FO Y CAJAS DE EMPALME (OPGW Y ADSS)	3A
8.13	REPARACIÓN DE ROTURA DE FO-OPGW Y ADSS	3A
9.00	L-1388 MILLSITE – TOQUEPALA	
9.01	INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA	1A
9.02	INSP.SERVIDUMBRES LLTT SPCC	2M
9.03	INSPECCIÓN VISUAL	6M
9.04	INSPECCIÓN EFECTO CORONA	1A
9.05	MANTENIMIENTO RUTINARIO SEG INSPECCIÓN	6M
9.06	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: REGADIO SALMUERA	6M
9.07	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: OTROS TRABAJOS	6M
9.08	MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA	6M
9.09	MEDICIÓN CAMPO MAGNÉTICO Y RUIDO	1A
9.10	MEDICIÓN DE ATENUACIÓN DE FO-OPGW Y ADSS	3A
9.11	INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO FO Y CAJAS DE EMPALME (OPGW Y ADSS)	3A
9.12	REPARACIÓN DE ROTURA DE FO-OPGW Y ADSS	3A
10.00	L-1389 MILLSITE – LIXIVIACIÓN	
10.01	INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA	1A

ITEM	ACTIVIDADES	FRECUENCIA
10.02	INSP.SERVIDUMBRES LLTT SPCC	2M
10.03	INSPECCIÓN VISUAL	6M
10.04	INSPECCIÓN EFECTO CORONA	1A
10.05	MANTENIMIENTO RUTINARIO SEG INSPECCIÓN	6M
10.06	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: REGADIO SALMUERA	6M
10.07	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: OTROS TRABAJOS	6M
10.08	MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA	6M
10.09	MEDICIÓN CAMPO MAGNÉTICO Y RUIDO	1A
10.10	MEDICIÓN DE ATENUACIÓN DE FO-OPGW Y ADSS	3A
10.11	INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO FO Y CAJAS DE EMPALME (OPGW Y ADSS)	3A
10.12	REPARACIÓN DE ROTURA DE FO-OPGW Y ADSS	3A
10.13	LIMPIEZA MANUAL DE AISLADORES	6M
11.00	L-2033 MOQUEGUA - ILO3	
11.01	INSP.SERVIDUMBRES LLTT SPCC	2M
11.02	INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA	1A
11.03	INSPECCIÓN EFECTO CORONA	1A
11.04	INSPECCIÓN VISUAL	6M
11.05	LAVADO EN CALIENTE 220Kv	4M
11.06	MANTENIMIENTO DE ACCESOS	3A
11.07	MANTENIMIENTO RUTINARIO SEG INSPECCIÓN	6M
11.08	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: REGADIO SALMUERA	6M
11.09	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: OTROS TRABAJOS	6M
11.10	MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA	6M
11.11	MEDICIÓN CAMPO MAGNÉTICO Y RUIDO	1A
11.12	REGISTRO DE CONDUCTIVIDAD	1M
11.13	MEDICIÓN DE ATENUACIÓN DE FO-OPGW Y ADSS	3A
11.14	INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO FO Y CAJAS DE EMPALME (OPGW Y ADSS)	3A
11.15	REPARACIÓN DE ROTURA DE FO-OPGW Y ADSS	3A
12.00	L-2034 MOQUEGUA - ILO3	
12.01	INSP.SERVIDUMBRES LLTT SPCC	2M
12.02	INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA	1A
12.03	INSPECCIÓN EFECTO CORONA	1A
12.04	INSPECCIÓN VISUAL	6M
12.05	LAVADO EN CALIENTE 220kV	4M
12.06	MANTENIMIENTO DE ACCESOS	3A
12.07	MANTENIMIENTO RUTINARIO SEG INSPECCIÓN	6M
12.08	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: REGADIO SALMUERA	6M
12.09	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: OTROS TRABAJOS	6M
12.10	MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA	6M
12.11	MEDICIÓN CAMPO MAGNÉTICO Y RUIDO	1A
12.12	REGISTRO DE CONDUCTIVIDAD	1M
12.13	MEDICIÓN DE ATENUACIÓN DE FO-OPGW Y ADSS	3A
12.14	INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO FO Y CAJAS DE EMPALME (OPGW Y ADSS)	3A

ITEM	ACTIVIDADES	FRECUENCIA
12.15	REPARACIÓN DE ROTURA DE FO-OPGW Y ADSS	3A
13.00	L-1393 ILO3 – PLAZA	
13.01	INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA	1A
13.02	INSPECCIÓN EFECTO CORONA	1A
13.03	INSPECCIÓN VISUAL	6M
13.04	MANTENIMIENTO DE ACCESOS	3A
13.05	MANTENIMIENTO RUTINARIO SEG INSPECCIÓN	6M
13.06	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: REGADIO SALMUERA	6M
13.07	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: OTROS TRABAJOS	6M
13.08	MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA	6M
13.09	MEDICIÓN CAMPO MAGNÉTICO Y RUIDO	1A
13.10	MEDICIÓN DE ATENUACIÓN DE FO-OPGW Y ADSS	3A
13.11	INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO FO Y CAJAS DE EMPALME (OPGW Y ADSS)	3A
13.12	REPARACIÓN DE ROTURA DE FO-OPGW Y ADSS	3A
13.13	INSP.SERVIDUMBRES LLTT SPCC	2M
13.14	LAVADO EN CALIENTE 138kV	4M
13.15	LAVADO EN CALIENTE 138kV	1A
13.16	REGISTRO DE CONDUCTIVIDAD	1M
14.00	L-1395 PLAZA - MILL SITE	
14.01	INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA	1A
14.02	INSP.SERVIDUMBRES LLTT SPCC	2M
14.03	INSPECCIÓN EFECTO CORONA	1A
14.04	INSPECCIÓN VISUAL	6M
14.05	LIMPIEZA MANUAL DE AISLADORES	6M
14.06	MANTENIMIENTO DE ACCESOS	3A
14.07	MANTENIMIENTO RUTINARIO SEG INSPECCIÓN	6M
14.08	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: REGADIO SALMUERA	6M
14.09	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: OTROS TRABAJOS	6M
14.10	MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA	6M
14.11	MEDICIÓN CAMPO MAGNÉTICO Y RUIDO	1A
14.12	MEDICIÓN DE ATENUACIÓN DE FO-OPGW Y ADSS	3A
14.13	INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO FO Y CAJAS DE EMPALME (OPGW Y ADSS)	3A
14.14	REPARACIÓN DE ROTURA DE FO-OPGW Y ADSS	3A
15.00	L-1396 BOTIFLACA – SATÉLITE	
15.01	INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA	1A
15.02	INSP.SERVIDUMBRES LLTT SPCC	2M
15.03	INSPECCIÓN EFECTO CORONA	1A
15.04	INSPECCIÓN VISUAL	6M
15.05	LIMPIEZA MANUAL DE AISLADORES	6M
15.06	MANTENIMIENTO DE ACCESOS	3A
15.07	MANTENIMIENTO RUTINARIO SEG INSPECCIÓN	6M
15.08	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: REGADIO SALMUERA	6M
15.09	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: OTROS TRABAJOS	6M

ITEM	ACTIVIDADES	FRECUENCIA
15.10	MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA	6M
15.11	MEDICIÓN CAMPO MAGNÉTICO Y RUIDO	1A
15.12	MEDICIÓN DE ATENUACIÓN DE FO-OPGW Y ADSS	3A
15.13	INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO FO Y CAJAS DE EMPALME (OPGW Y ADSS)	3A
15.14	REPARACIÓN DE ROTURA DE FO-OPGW Y ADSS	3A
16.00	L-1397 BOTIFLACA – SATÉLITE	
16.01	INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA	1A
16.02	INSP.SERVIDUMBRES LLTT SPCC	2M
16.03	INSPECCIÓN EFECTO CORONA	1A
16.04	INSPECCIÓN VISUAL	6M
16.05	LIMPIEZA MANUAL DE AISLADORES	6M
16.06	MANTENIMIENTO DE ACCESOS	3A
16.07	MANTENIMIENTO RUTINARIO SEG INSPECCIÓN	6M
16.08	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: REGADIO SALMUERA	6M
16.09	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: OTROS TRABAJOS	6M
16.10	MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA	6M
16.11	MEDICIÓN CAMPO MAGNÉTICO Y RUIDO	1A
16.12	MEDICIÓN DE ATENUACIÓN DE FO-OPGW Y ADSS	3A
16.13	INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO FO Y CAJAS DE EMPALME (OPGW Y ADSS)	3A
16.14	REPARACIÓN DE ROTURA DE FO-OPGW Y ADSS	3A

LEYENDA	
S	Semanal
M	Mensual
A	Anual

#### 4.1.2. Plan de mantenimiento predictivo

Las técnicas de monitoreo de condición que se utilizan en la Red de Transmisión de SPCC consisten en Termografía y en Monitoreo de Efecto Corona. El alcance del programa de mantenimiento predictivo actual considera los equipos detallados en la Tabla 10.

**Tabla 10 Plan de mantenimiento predictivo de las líneas de Transmisión de SPCC**

Item	Código	Línea de Transmisión	Monitoreo	
			Termografía	Monitoreo de Efecto Corona
1	L-1391	Ilo1 - Ilo Electro sur	1A	6M
2	L-1392	Ilo Electro sur - Ilo3	1A	6M

3	L-1385/2	Ilo3 - Quebrada honda	1A	6M
4	L-1385/1	Plaza Transferencia - Quebrada Honda	1A	6M
5	L-1387	Ilo1 – Refinería	1A	6M
6	L-1383	Ilo1 – Moquegua	1A	6M
7	L-1386/1	Botiflaca - Push Back	1A	6M
8	L-1386/2	Push Back – Millsite	1A	6M
9	L-1388	Millsite – Toquepala	1A	6M
10	L-1389	Millsite – Lixiviación	1A	6M
11	L-2033	Moquegua - Ilo3	1A	6M
12	L-2034	Moquegua - Ilo3	1A	6M
13	L-1393	Ilo3 - Plaza Transferencia	1A	6M
14	L-1395	Plaza Transferencia - Millsite	1A	6M
15	L-1396	Botiflaca – Satélite	1A	6M
16	L-1397	Botiflaca – Satélite	1A	6M

#### 4.1.3. Análisis de costos

A continuación, en la Tabla 11 se muestra los costos referenciales de cada actividad de mantenimiento que se realiza en la línea de transmisión L-1391 Ilo1 – Ilo Electrosur.

**Tabla 11 Costos referenciales por el mantenimiento de la línea L-1391**

ITEM	ACTIVIDADES	FRECUENCIA ACTUAL	COSTO UNITARIO (\$)	COSTO ANUAL (\$)
<b>1</b>	<b>L-1391 ILO 1 – ILO ELECTROSUR</b>		<b>ACTUAL</b>	
1.01	CAMBIO GRASA SILICONA E414	1ª	1000	1000
1.02	INSP.SERVIDUMBRES LLTT SPCC	2M	400	2400
1.03	INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA	1ª	500	500
1.04	INSPECCIÓN VISUAL	6M	400	800
1.05	LAVADO EN CALIENTE 138kVESTRUCUTRAS 347-373	1M	1300	15600
1.06	LAVADO EN CALIENTE 138kVESTRUCUTRAS 374-413	3M	1300	5200
1.07	LAVADO EN CALIENTE 138kVESTRUCUTRAS 415-419	2M	1300	7800
1.08	MANTENIMIENTO DE ACCESOS	3ª	1200	400
1.09	MANTENIMIENTO RUTINARIO SEG INSPECCIÓN	6M	400	800
1.10	MEDICIÓN CAMPO MAGNÉTICO Y RUIDO	1ª	500	500
1.11	REGISTRO DE CONDUCTIVIDAD (E394)	1M	500	6000
1.12	INSPECCIÓN EFECTO CORONA	1ª	600	600
1.13	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: REGADIO SALMUERA	6M	400	800

<b>1.14</b>	MANTENIMIENTO DE SIST. PUESTA A TIERRA: OTROS TRABAJOS	6M	400	800
<b>1.15</b>	MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA	6M	500	1000
<b>1.16</b>	MEDICIÓN DE ATENUACIÓN DE FO-OPGW Y ADSS	3ª	600	200
<b>1.17</b>	INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO FO Y CAJAS DE EMPALME (OPGW Y ADSS)	3ª	600	200
<b>1.18</b>	REPARACIÓN DE ROTURA DE FO-OPGW Y ADSS	3ª	600	200

Después de analizar los costos anuales de todas las líneas de transmisión de SPCC, se puede afirmar que los mayores costos de mantenimiento se deben a los lavados en caliente de las líneas de transmisión debido al uso del camión lavador, cuyo precio de alquiler por hora es alrededor de \$120 dólares. Los costos por lavado en caliente representan en promedio el 36% del total de los costos de mantenimiento de las líneas de transmisión de SPCC.

En la Tabla 12 se muestra los costos anuales por mantenimiento de cada una de las líneas de transmisión de SPCC. Después de analizar los costos anuales de todas las líneas de transmisión de SPCC, se puede afirmar que existe una oportunidad de ahorro significativo en los costos de mantenimiento de las líneas de transmisión.

**Tabla 12 Costos anuales por mantenimiento de las líneas de transmisión de SPCC**

<b>Ítem</b>	<b>Código</b>	<b>Costo anual actual</b>	<b>Costo por lavado en caliente</b>	<b>% del costo total por lavado en caliente</b>
<b>1</b>	L-1391	44800	28600	63.8%
<b>2</b>	L-1392	52900	37700	71.3%
<b>3</b>	L-1385/2	30800	15600	50.6%
<b>4</b>	L-1385/1	23000	7800	33.9%
<b>5</b>	L-1387	21800	13000	59.6%
<b>6</b>	L-1383	25700	16900	65.8%
<b>7</b>	L-1386/1	11400	2600	22.8%
<b>8</b>	L-1386/2	10100	1300	12.9%
<b>9</b>	L-1388	10100	1300	12.9%
<b>10</b>	L-1389	12100	1300	10.7%
<b>11</b>	L-2033	19100	3900	20.4%
<b>12</b>	L-2034	19100	3900	20.4%
<b>13</b>	L-1393	20400	5200	25.5%
<b>14</b>	L-1395	11200	0	0.0%
<b>15</b>	L-1396	11200	0	0.0%
<b>16</b>	L-1397	11200	0	0.0%
		Total = 334900	Total = 139100	Promedio = 36.2%

Se propone reducir a la mitad la frecuencia de lavados en caliente de las líneas de transmisión.

En la Tabla 13 se muestra los costos actualizados por mantenimiento de las líneas de transmisión de SPCC si reducimos a la mitad la frecuencia de lavados en caliente.

**Tabla 13 Costos anuales actualizados por el mantenimiento de las líneas de transmisión de SPCC**

<b>Item</b>	<b>Código</b>	<b>Costo anual actual (\$)</b>	<b>Costo anual propuesto (\$)</b>	<b>Ahorro (\$)</b>	<b>% de ahorro</b>
1	L-1391	44800	30500	14300	31.9%
2	L-1392	52900	34050	18850	35.6%
3	L-1385/2	30800	23000	7800	25.3%
4	L-1385/1	23000	19100	3900	17.0%
5	L-1387	21800	15300	6500	29.8%
6	L-1383	25700	17250	8450	32.9%
7	L-1386/1	11400	10100	1300	11.4%
8	L-1386/2	10100	9450	650	6.4%
9	L-1388	10100	9450	650	6.4%
10	L-1389	12100	11450	650	5.4%
11	L-2033	19100	17150	1950	10.2%
12	L-2034	19100	17150	1950	10.2%
13	L-1393	20400	17800	2600	12.7%
14	L-1395	11200	11200	0	0.0%
15	L-1396	11200	11200	0	0.0%
16	L-1397	11200	11200	0	0.0%
	<b>Total</b>	<b>334900</b>	<b>265350</b>	<b>69550</b>	<b>Promedio 20.8%</b>

En base a la alta confiabilidad de las líneas de transmisión de SPCC, a los análisis de criticidad, análisis FMEA, análisis FMECA, análisis costo riesgo beneficio y el análisis RCM; se propone reducir a la mitad las frecuencias de lavados en caliente, con lo cual se obtendría un ahorro anual de \$69550 dólares equivalente a un ahorro de 20.8% anual en el costo de mantenimiento de las líneas de transmisión, logrando de esta manera optimizar el plan de mantenimiento actual de SPCC.

## CONCLUSIONES

- PRIMERO.** Se concluye que la metodología RCM es una herramienta de solución muy poderosa frente a los diferentes problemas que presentan los equipos industriales en general, además de ser un sistema con muchos casos de éxito en diferentes campos de la industria.
- SEGUNDO.** Con la metodología R.C.M se logra realizar un análisis profundo y detallado de cada avería para seleccionar la tarea de mantenimiento más adecuada para subsanarla.
- TERCERO.** Gracias a este trabajo se llega a tener un mayor conocimiento de la red de transmisión de alta tensión, conociendo las líneas de transmisión con los que se deberá prestar una mayor atención, y también cuáles serán las causas de avería en estos equipos.
- CUARTO.** Los mayores costos de mantenimiento de las líneas de transmisión de SPCC se deben a los lavados en caliente debido al uso del camión lavador, cuyo precio de alquiler por hora es alrededor de \$120 dólares. Los costos por lavado en caliente representan en promedio el 36% del total de los costos de mantenimiento de las líneas de transmisión.

## **RECOMENDACIONES**

- En base a la alta confiabilidad de las líneas de transmisión de SPCC, a los análisis de criticidad, análisis FMEA, análisis FMECA, análisis costo riesgo beneficio y el análisis RCM; se propone reducir a la mitad las frecuencias de lavados en caliente, con lo cual se obtendría un ahorro anual de \$69550 dólares equivalente a un ahorro de 20.8% anual en el costo de mantenimiento de las líneas de transmisión, logrando de esta manera optimizar el plan de mantenimiento actual de SPCC.
- Se recomienda implementar el plan de mantenimiento basado en RCM, para mejorar la confiabilidad de la red de transmisión eléctrica de alta tensión en la empresa SPCC, además de conseguir un ahorro, considerable, en la mano de obra.

## BIBLIOGRAFÍA

- Gonzáles, F. J. (2005). *Teoría y Práctica del Mantenimiento industrial avanzado*. España: Fundación Confemetal.
- Mora, L. A. (2009). *Mantenimiento. Planeación, ejecución y control*. Bogotá: Alfaomega Colombiana S.A.
- Huerta, R., (2009), “El análisis de criticidad, una metodología para mejorar la confiabilidad operacional”, artículo.
- Suarez, R. (2007). *Cálculo de la frecuencia de inspección de mantenimiento predictivo*.  
*Publicado en: [www.mantenimientomundial.com/sites/mmnew/bib/notas/Frec\\_pred.pdf](http://www.mantenimientomundial.com/sites/mmnew/bib/notas/Frec_pred.pdf)*.
- D’Alessio, F. (2012). *Administración de las operaciones productivas. Un enfoque en procesos para la gerencia*. Mexico: Pearson.
- Newbrough, E. T. y Ramond (1982). *Personal de administracion del mantenimiento industrial* [libro]. Título en inglés *Effective Maintenance Management*. Mexico, D.F.: Diana. Sexta edicion: p. 414. ISBN 968-13-0666-x.
- Navarro Elola, Luis; Pastor, Ana Clara; Tejedor y Mugaburu Lacabrera, Jaime Miguel (1997).  
*Gestion integral de mantenimiento* [libro]. Ed. Editores Marcombo Boixareu. Barcelona: Marcombo Boixareu Editores: p. 112. ISBN 84-267-1121-9.
- Creus, A. (2005), “Fiabilidad y Seguridad”, Segunda Edición, España, Editorial Marcombo S.A.
- Sotuyo, Brando (2002), “Optimización Integral de mantenimiento”, Colombia, Palmeras S.A. 2002.

Tavares, L. A. (1999). *Administración moderna de mantenimiento*. Novo Polo Publicacoes.

Southern Copper Corporation (2020). *Memoria Anual 2020 – SPCC*. Recuperado de

<http://www.southernperu.com/ESP/Pages/default.aspx>

## **ANEXOS**

*Análisis FMEA de las líneas de transmisión de SPCC*

System	Components	Failure Mode	Consequences	Severity	Potential Causes	Occurrence	Currents Design Controls	Detection	Risk Priority Number (NPR)
Sistema de protección	1. Cable de guarda	1. Rotura de cable.	Línea de transmisión fuera de servicio.	10	Perdida de producción.	2	Inspecciones programadas.	6	120
		2. Deshebramiento de cable.	Disminución de la confiabilidad del sistema.	8	Generación de cargas parciales significativas.	3	Inspecciones programadas. Mantenimiento preventivo.	6	144
	2. Pararrayos	1. Pararrayo deteriorado.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	8	Disparo de la protección	3	Inspecciones programadas.	6	144
	3. Aisladores	1. Aislador deteriorado.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	8	Disparo de la protección	3	Inspecciones programadas. Mantenimiento preventivo.	6	144
		3. Falta de limpieza.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	7	Disparo de la protección	8	Inspecciones programadas.	8	448
4. Puesta a tierra.	1. Puesta a tierra deteriorada.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	8	Disparo de la protección	2	Mantenimiento preventivo.	8	128	
Sistema de transmisión	1. Conductor	1. Rotura de conductor.	Línea de transmisión fuera de servicio.	10	Perdida de producción.	2	Inspecciones programadas.	6	120
		2. Deshebramiento de conductor.	Disminución de la confiabilidad del sistema.	8	Generación de cargas parciales significativas.	3	Inspecciones programadas. Mantenimiento preventivo.	6	144
	2. Ferretería	1. Ferretería deteriorada.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	8	Perdida de producción.	6	Inspecciones programadas.	6	288
		2. Ferretería mal instalada.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	8	Perdida de producción.	3	Inspecciones programadas. Mantenimiento preventivo.	5	120
	3. Torres de alta tensión	1. Torre deteriorada	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	9	Perdida de producción.	2	Inspecciones programadas.	2	36
		2. Mala fundación	Caída de torre de alta tensión.	10	Perdida de producción.	1	Inspecciones programadas.	1	10
	4. Poste de madera.	1. Poste deteriorado	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	9	Perdida de producción.	2	Inspecciones programadas.	3	54

Análisis FMECA de las líneas de transmisión de SPCC

System	Components	Failure Mode	Consequences	Severity	Potential Causes	Occurrence	Currents Design Controls	Detection	Risk Priority Number (NPR)	Acciones tomadas	Efecto								RPN	Categorización
											Ocurrencia	Detección	SSO	AMB	REP	PROD	CAL	MTTR		
Sistema de protección	1. Cable de guarda	1. Rotura de cable.	Línea de transmisión fuera de servicio.	10	Perdida de producción.	2	Inspecciones programadas.	6	120	Reparación y/o cambio de cable roto.	2	1	5	2	4	3	3	4	42	BAJO
		2. Deshebramiento de cable.	Disminución de la confiabilidad del sistema.	8	Generación de cargas parciales significativas.	3	Inspecciones programadas. Mantenimiento preventivo.	6	144	Reparación de cable.	2	3	3	2	3	2	2	3	90	MEDIO
	2. Pararrayos	1. Pararrayo deteriorado.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	8	Disparo de la protección	3	Inspecciones programadas.	6	144	Reparación y/o cambio de pararrayo.	2	3	3	2	3	2	2	3	90	MEDIO
	3. Aisladores	1. Aislador deteriorado.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	8	Disparo de la protección	3	Inspecciones programadas. Mantenimiento preventivo.	6	144	Reparación y/o cambio de aislador.	2	3	3	2	3	2	2	3	90	MEDIO
		3. Falta de limpieza.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	7	Disparo de la protección	8	Inspecciones programadas.	8	448	Lavado y limpieza en caliente de aisladores.	4	1	2	1	2	1	1	2	36	BAJO
	4. Puesta a tierra.	1. Puesta a tierra deteriorada.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	8	Disparo de la protección	2	Mantenimiento preventivo.	8	128	Mantenimiento de puesta a tierra.	3	2	3	2	2	1	1	3	72	BAJO
Sistema de transmisión	1. Conductor	1. Rotura de conductor.	Línea de transmisión fuera de servicio.	10	Perdida de producción.	2	Inspecciones programadas.	6	120	Reparación y/o cambio de conductor roto.	2	1	5	2	4	3	3	4	42	BAJO
		2. Deshebramiento de conductor.	Disminución de la confiabilidad del sistema.	8	Generación de cargas parciales significativas.	3	Inspecciones programadas. Mantenimiento preventivo.	6	144	Reparación de conductor.	2	3	3	2	3	2	2	3	90	MEDIO
	2. Ferretería	1. Ferretería deteriorada.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	8	Perdida de producción.	6	Inspecciones programadas.	6	288	Cambio y/o reparación de ferretería.	3	3	3	2	3	2	2	3	135	MEDIO
		2. Ferretería mal instalada.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	8	Perdida de producción.	3	Inspecciones programadas. Mantenimiento preventivo.	5	120	Cambio de ferretería.	2	2	3	2	2	2	2	4	60	BAJO
	3. Torres de alta tensión	1. Torre deteriorada	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	9	Perdida de producción.	2	Inspecciones programadas.	2	36	Reparación de torre deteriorada.	2	2	3	2	4	2	2	5	72	BAJO
		2. Mala fundación	Caída de torre de alta tensión.	10	Perdida de producción.	1	Inspecciones programadas.	1	10	Construir nueva fundación para torre.	1	1	5	2	5	2	2	5	21	BAJO
	4. Poste de madera.	1. Poste deteriorado	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	9	Perdida de producción.	2	Inspecciones programadas.	3	54	Reparación de poste.	2	2	3	2	3	2	2	4	64	BAJO

Análisis RCM de las líneas de transmisión de SPCC

Sistema	Componente	Referencia de Información			Consecuencias	Tareas proactivas	Evaluación de las consecuencias				S1 O1 N1	S2 O2 N2	S3 O3 N3	Tareas "a falta de"			Tareas propuestas	Frecuencia inicial	Frecuencia propuesta	A realizar por						
		Función	Falla Funcional	Modos de falla			H	S	E	O				H4	H5	S4										
Sistema de protección	Cable de guarda	Proteger a la línea de transmisión de descargas atmosféricas y de transmitir información vía fibra óptica.	Deshebramiento de cable.	Envejecimiento, tiempo de vida útil y descargas eléctricas.	Disminución de la confiabilidad del sistema.	Mantenimiento preventivo (inspección, termografía, lavado y limpieza).	S	N	N	S	S						Reducir mantenimiento preventivo (lavado y limpieza en caliente).	3 Meses	6 Meses	Mantenimiento						
																						Continuar mantenimiento predictivo (Monitoreo de efecto corona).	6 Meses	6 Meses		
																							Continuar mantenimiento predictivo (termografía).	12 Meses	12 Meses	
	Pararrayos	Proteger a la línea de transmisión de descargas atmosféricas.	Pararrayo deteriorado.	Envejecimiento, tiempo de vida útil y descargas eléctricas.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	Mantenimiento preventivo (inspección, monitoreo de descargas parciales, lavado y limpieza).	S	N	N	S	S							Reducir mantenimiento preventivo (lavado y limpieza en caliente).	3 Meses	6 Meses	Mantenimiento					
																							Continuar mantenimiento predictivo (Monitoreo de efecto corona).	6 Meses	6 Meses	
	Aisladores	Aislar eléctricamente la energía que pasa por el conductor de la estructura soporte.	Aislador deteriorado.	Envejecimiento, tiempo de vida útil y descargas eléctricas.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	Mantenimiento preventivo (inspección, monitoreo de descargas parciales, lavado y limpieza).	S	N	N	S	S							Reducir mantenimiento preventivo (lavado y limpieza en caliente).	3 Meses	6 Meses	Mantenimiento					
																						Continuar mantenimiento predictivo (Monitoreo de efecto corona).	6 Meses	6 Meses		
Sistema de transmisión	Conductor	Transmitir energía eléctrica.	Deshebramiento de conductor.	Envejecimiento, tiempo de vida útil y descargas eléctricas.	Disminución de la confiabilidad del sistema.	Mantenimiento preventivo (inspección, termografía, lavado y limpieza).	S	N	N	S	S							Reducir mantenimiento preventivo (lavado y limpieza en caliente).	3 Meses	6 Meses	Mantenimiento					
																								Continuar mantenimiento predictivo (Monitoreo de efecto corona).	6 Meses	6 Meses
																									Continuar mantenimiento predictivo (termografía).	12 Meses
	Ferretería	Son accesorios utilizados para sujetar el conductor eléctrico.	Ferretería deteriorada.	Envejecimiento y tiempo de vida útil.	Riesgo de salida de servicio de la línea de transmisión.	Mantenimiento preventivo (inspección, termografía, lavado y limpieza).	S	N	N	S	S								Reducir mantenimiento preventivo (lavado y limpieza en caliente).	3 Meses	6 Meses	Mantenimiento				
																								Continuar mantenimiento predictivo (Monitoreo de efecto corona).	6 Meses	6 Meses
																									Continuar mantenimiento predictivo (termografía).	12 Meses

