



Cláusula de cesión de derecho de publicación de tesis/monografía

Yo..... Marco Antonio Cruz Gutierrez C.I. 4082082 LP
autor/a de la tesis titulada

" Aplicación del mantenimiento centrado en la confiabilidad para la
reducción de interrupciones de las redes de distribución"
mediante el presente documento de constancia de que la obra es de mi exclusiva
autoría y producción, que la he elaborado para cumplir con uno de los requisitos previos
para la obtención del título de

maestría en Gestión estratégica de Energía
Hidrocarburos y Electricidad.

En la Universidad Andina Simón Bolívar, Sede académica La Paz.

1. Cedo a la Universidad Andina Simón Bolívar, Sede Académica La Paz, los derechos exclusivos de reproducción, comunicación pública, distribución y divulgación a partir de la fecha de defensa de grado, pudiendo, por lo tanto, la Universidad utilizar y usar esta obra por cualquier medio conocido o por conocer, siempre y cuando no se lo haga para obtener beneficio económico. Esta autorización incluye la reproducción total o parcial en formato virtual, electrónico, digital u óptico, como usos en red local y en internet.
2. Declaro que en caso de presentarse cualquier reclamo de parte de terceros respecto de los derechos de autor/a de la obra antes referida, yo asumiré toda responsabilidad frente a terceros y a la Universidad.
3. En esta fecha entrego a la Secretaría Adjunta a la Secretaría General sede Académica La Paz, los tres ejemplares respectivos y sus anexos en formato impreso y digital o electrónico.

Fecha. : 29 Agosto 2018

Firma: 

UNIVERSIDAD ANDINA SIMON BOLIVAR

Maestría en Gestión Estratégica de Energía
Hidrocarburos y Electricidad



Tesis de grado

para optar a la:

**MAESTRIA EN GESTION ESTRATÉGICA DE ENERGÍA
HIDROCARBUROS Y ELECTRICIDAD**

TÍTULO: APLICACIÓN DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA
CONFIABILIDAD PARA LA REDUCCIÓN DE INTERRUPCIONES DE LAS
REDES DE DISTRIBUCIÓN

Tutor: Ing. Eddy Iporre

Postulante: Marco Antonio Cruz Gutiérrez

2018







INDICE

RESUMEN.....	VII
INTRODUCCION	VIII
CAPITULO I	1
ASPECTOS GENERALES	1
1. ANTECEDENTES.....	1
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
3. JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.....	4
4. HIPÓTESIS.....	5
5. OBJETIVOS	5
i) GENERAL	5
ii) ESPECÍFICO.....	5
6. OPERACIONALIZACION DE LOS OBJETIVOS DE ESTUDIO	6
7. CONTENIDO DEL INFORME.....	6
CAPITULO II	8
MARCO TEORICO.....	8
1. MARCO CONCEPTUAL.....	8
1.1. CONCEPTOS DEL RCM	8
CONTEXTO OPERACIONAL.....	8
FUNCIONES.....	9
FALLAS FUNCIONALES O ESTADOS DE FALLA	9
MODOS DE FALLA.....	9
LOS EFECTOS DE FALLA	9
CATEGORIA DE CONSECUENCIAS	10
DIFERENCIA ENTRE EFECTOS Y CONSECUENCIAS DE FALLA	10
DIFERENCIA ENTRE FALLA FUNCIONAL Y MODOS DE FALLA	11
FALLAS OCULTAS.....	11
1.2. SELECCIÓN DEL TIPO DE MANTENIMIENTO ADECUADO.....	11
1.3. PATRONES DE FALLA EN FUNCION DEL TIEMPO.....	12



Figura 2.1	13
<i>Patrones de falla en función del tiempo</i>	13
1.4. BENEFICIOS DEL RCM.....	13
2. MARCO LEGAL	14
3. MARCO REFERENCIAL	17
CAPITULO III	19
METODOLOGIA DE LA INVESTIGACION	19
1. METODO DE INVESTIGACION	19
2. COMPONENTES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	21
3. DETERMINACIÓN DEL UNIVERSO A SER ESTUDIADO	22
4. DETERMINACION Y ELECCION DE LA MUESTRA.....	23
5. SUJETOS VINCULADOS A LA INVESTIGACION.....	23
6. FUENTES DE LA INFORMACION	24
7. PROCESAMIENTO Y ANALISIS DE DATOS	24
8. ANALISIS DE CRITICIDAD.....	27
9. ARBOL DE FALLAS.....	36
10. ANÁLISIS DE PARETO.....	36
11. RESULTADOS DE LA INVESTIGACION	38
12. CONCLUSIONES GENERALES	39
13. RECOMENDACIONES DE LA INVESTIGACIÓN	40
CAPITULO IV	45
PROPUESTA DE MEJORAMIENTO	45
1. OBJETIVOS	45
2. BENEFICIOS ESPERADOS.....	45
3. DESARROLLO DE LA PROPUESTA.....	45
3.1. EQUIPO PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN TÉCNICO DE MANTENIMIENTO	48
3.2. ANÁLISIS DE FALLA	50
3.3. ELABORACIÓN DEL PLAN TÉCNICO DE MANTENIMIENTO	53
3.4. OPTIMIZACIÓN DEL PLAN DE M ANTENIMIENTO.....	55



3.5. FUNCIONES ORGANIGRAMA PROPUESTO.....	55
4. RESULTADOS ESPERADOS	57
GLOSARIO	59
BIBLIOGRAFÍA	61
ANEXO 1	63

INDICE DE FIGURAS

2.1	Patrones de falla en función del tiempo	13
2.2	Árbol lógico método RCM	14
3.1	Metodología de la investigación	20
3.2	Árbol de fallas	37
4.1	Organigrama propuesto	49
4.2	Lista de tareas por componente	54
4.3	Ficha de planificación de tareas	54
4.4	Diagrama de proceso de un proyecto RCM	56

INDICE DE GRÁFICOS

3.1	Interrupciones según su causa de origen	25
3.2	Costos y duración de fallas según su causa de origen	27
3.3	Curva de Pareto	38

INDICE DE TABLAS

3.1	Cantidad de interrupciones según causa de origen por componente	23
3.2	Cantidad de interrupciones según causa de origen	24
3.3	Tiempo de interrupción y costos por fallas de origen interno	26
3.4	Tiempo de interrupción y costos por fallas de origen externo	26
3.5	Interrupciones y duración de alimentadores con una sola falla	28
3.6	Tiempo estimado entre fallas y Tasa de fallas (2 interrupciones)	29
3.7	Tiempo estimado entre fallas y Tasa de fallas (3 interrupciones)	30
3.8	Tiempo estimado entre fallas y Tasa de fallas (4 interrupciones)	30
3.9	Tiempo estimado entre fallas y Tasa de fallas (>4 interrupciones)	31
3.10	Escala de probabilidad o Frecuencia	32
3.11	Escala de calificación de la severidad para el servicio	32
3.12	Criterios de aceptabilidad con base en vulnerabilidad	33
3.13	Matriz típica de aceptabilidad	33
3.14	Resultados del análisis de criticidad	33
3.15	Matriz de síntesis de Resultados, Conclusiones y Recomendaciones	42
4.1	Interrupciones por alimentador	50

RESUMEN

El presente proyecto propone la Aplicación del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM), en la red de distribución de electricidad de la ciudad de La Paz, como un instrumento para disminuir la probabilidad de interrupciones del suministro y optimizar el uso de los recursos utilizados para el mantenimiento de las instalaciones de distribución. Establece las características del RCM y los conceptos relacionados, determinando los beneficios de su utilización en comparación con los métodos tradicionales de mantenimiento. Asimismo, verifica el marco legal relacionado con la calidad del servicio de distribución y el suministro de electricidad. Define la metodología aplicada en la investigación y realiza un análisis cuantitativo de las interrupciones registradas durante los últimos cinco años en la empresa Distribuidora de Electricidad La Paz (DELAPAZ) aplicando análisis de criticidad y Pareto para determinar los alimentadores más críticos, considerando los índices de aceptabilidad y elaborar las tablas comparativas de duración de cortes con las pérdidas económicas asociadas.

Como resultado del análisis se propone crear un grupo de análisis que evalúe la información histórica para poder dar respuesta a las siete preguntas del RCM que consisten en conocer las condiciones de desempeño de los componentes, fallas funcionales, modos de falla, efectos de falla, consecuencias de falla, tareas proactivas, intervalos de tareas y acciones predeterminadas que permitan una estructuración adecuada de los trabajos necesarios para mejorar la confiabilidad y disponibilidad del sistema así como el producto técnico que beneficie al usuario final.

Dicha propuesta de mejoramiento permitirá adecuar el método de mantenimiento aplicado actualmente por DELAPAZ, a la técnica del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad.

INTRODUCCION

La distribución, según el marco legal en el país, es la actividad de suministro de electricidad a consumidores regulados y/o consumidores no regulados, mediante instalaciones de distribución primarias y secundarias, ejercida por una empresa de distribución (Distribuidor), en un área de operación, autorizada mediante un título habilitante otorgado por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE). La actividad de distribución constituye servicio básico

La red de distribución es el medio a través del cual se suministra electricidad a los consumidores; está compuesta por líneas de transmisión aéreas o subterráneas, transformadores, reactores, capacitores, equipos de maniobra, equipos de medición y control, y otros complementarios, cuyas dimensiones están determinadas por los niveles de voltaje y las magnitudes de potencia a transportar.

Uno de los objetivos claves del servicio, es garantizar la continuidad del servicio a los usuarios, así como cubrir sus requerimientos tanto de energía como de potencia, debiendo tomar las previsiones para restituir el servicio en caso de averías de instalaciones propias o agentes externos.

Los efectos de las interrupciones son múltiples y van desde el deterioro de la calidad de vida de los usuarios hasta las pérdidas económicas de las empresas comerciales e industriales, por el lado de los consumidores, y a pérdidas económicas del Distribuidor por la energía no suministrada y por las sanciones que le pueden ser impuestas por incumplimiento de los índices de Calidad del Servicio.

El Reglamento de Servicio Público de Suministro de Electricidad, aprobado mediante D.S. 26302 de 01 de septiembre de 2001, que norma el servicio público de suministro de electricidad, prestado por el Distribuidor a Consumidores Regulados y el Reglamento de Calidad de Distribución de Electricidad, aprobado mediante D.S. No. 26607 de 20 de abril de 2002, vigentes en Bolivia, establecen que el Distribuidor tiene la responsabilidad ineludible de prestar el servicio público de Distribución a los Consumidores ubicados en su zona de Concesión, en el nivel de calidad establecido

en el Reglamento y que el incumplimiento determinará la aplicación de reducciones en su remuneración.

Para reducir el nivel de inversión y los efectos negativos posibles, las nuevas técnicas de mantenimiento buscan alternativas para incrementar la confiabilidad y disminuir estos efectos, tratando de predecir la ocurrencia de una falla, es así que se analizaran los registros de interrupciones de los últimos cinco años de la Distribuidora de electricidad de La Paz para determinar los alimentadores con mayor cantidad de interrupciones ocurridas en los alimentadores de Media Tensión para priorizarlos dentro de un plan de mantenimiento centrado en la confiabilidad, según análisis de criticidad y Pareto, proponiéndose la estructuración de una nueva política de mantenimiento que permita optimizar materiales y personal, mediante la reorganización de los recursos disponibles actualmente dentro la empresa, cuantificando las pérdidas económicas asociadas a los cortes ocurridos.



CAPITULO I ASPECTOS GENERALES

1. ANTECEDENTES

En el siglo XX, la actividad de mantenimiento ha evolucionado constantemente. En su desarrollo se distinguen cuatro generaciones. En el primer período, el mantenimiento se limitaba a la reparación cuando ocurrían las fallas, las cuales eran impredecibles y podían llegar a ser catastróficas y, por eso, es conocido como Mantenimiento Correctivo.

Buscando una mayor disponibilidad de los equipos, se pasa al concepto de mantenimiento preventivo y se asumen que las fallas deben ser evitadas, mediante la introducción de acciones previas a su ocurrencia. El primero de este tipo, conocido como Mantenimiento Basado en el Tiempo, se basa en programar intervenciones periódicas a tiempos fijos, en los cuales se realizan sustituciones y/o mantenimientos a equipos y componentes, independientemente de su estado o condición de deterioro, y con esto se logra disminuir el número de fallas, a través de un estricto cumplimiento del programa establecido, lo que incrementa sus costos.

Posterior a la década de los 80, con el fin de optimizar los costos operativos del mantenimiento preventivo e incrementar los niveles de disponibilidad de los equipos, aparecen las nuevas técnicas, basadas en la predicción del momento en que ocurren las fallas para, realizar las actividades necesarias, de forma anticipada, para disminuir su probabilidad de ocurrencia. En este tipo de mantenimiento surgen varios movimientos como son el Mantenimiento Basado en la Condición y el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad, los cuales han tenido un desarrollo continuo hasta el momento actual. Las ventajas significativas que introducen las técnicas de mantenimiento preventivo, en cualquiera de sus versiones, ha hecho que hoy en día sea importante su implementación en pro de disminuir la probabilidad de la ocurrencia de interrupciones del suministro por causa de fallas en equipos o instalaciones, es de resaltar que estas técnicas no sustituyen totalmente al

mantenimiento correctivo, sino que con el tiempo disminuyen la probabilidad de falla, la frecuencia y duración de las interrupciones y, por tanto, también la necesidad de mantenimientos y los costos de su implementación.

El Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (*Reliability Centered Maintenance* RCM), permite determinar cuáles son las tareas de mantenimiento adecuadas para cualquier activo físico.

Esta técnica se basa en seleccionar mantenimiento solo donde las consecuencias de las fallas así lo requieren, para esto se requiere hacer un estudio exhaustivo de todas las funciones, fallas, modos y consecuencias de las fallas, para luego decidir dónde y qué tipo de mantenimiento hacer.

La norma SAE JA1011¹ especifica los requerimientos que debe cumplir un proceso para poder ser denominado un proceso RCM.

Tradicionalmente se pensaba que la relación entre la probabilidad de falla y tiempo era simple, señalando que mientras más viejo el equipo la probabilidad de falla es más alta, sin embargo, estudios realizados en distintas industrias muestran que la relación entre la probabilidad de falla y el tiempo u horas de operación es mucho más compleja, existiendo seis patrones de falla, descritos en el numeral 1.3.

La implementación del RCM debe llevar a equipos más seguros y confiables, reducciones de costos (directos e indirectos), mejora en la calidad del producto, y mayor cumplimiento de las normas de seguridad y medio ambiente. El RCM también está asociado a beneficios humanos, como mejora en la relación entre distintas áreas de la empresa, fundamentalmente un mejor entendimiento entre mantenimiento y operaciones.

Este proceso, aplicado a la operación de sistemas eléctricos, busca reducir las pérdidas asociadas a las interrupciones del suministro de electricidad que pueden ser

¹ SAE. 2009. Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes. JA1011. USA

de diferente naturaleza, que pueden afectar a las empresas productoras de bienes, y prestadoras de servicios que al detener sus procesos, disminuyen sus ingresos por los productos no terminados e incrementan los costos debido a la fuerza laboral inactiva en esos momentos, Asimismo, afectan al proveedor de electricidad por daños a los equipos, pago de horas extras a sus empleados por la reposición de equipos para restablecer el suministro, ingresos perdidos por energía no servida, y sanciones contempladas en el reglamento de calidad, entre otros.

Sin embargo, datos reportados por la International Cooper Asociation (2014)², demuestran que sólo el 50% de las distribuidoras en Latinoamérica han brincado la brecha de realizar sólo mantenimiento correctivo a la técnica de mantenimiento centrado en la confiabilidad.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La magnitud del impacto de una interrupción en términos económicos y sociales depende del área afectada y de la duración del mismo. Si el corte de suministro se presenta solo durante algunas horas, ciertos servicios no se ven afectados significativamente, dado que las reservas convenientemente dispuestas, permiten continuar la prestación del servicio sin mayores dificultades (por ejemplo transferencias de carga, grupos de respaldo, etc.). Sin embargo, en la medida en que la interrupción del servicio se prolonga en el tiempo, el agotamiento de las reservas interrumpe en forma definitiva la prestación del servicio en cuestión, y el efecto sobre la población afectada se vuelve muy severo.

El mantenimiento debe garantizar, en todo momento, la reducción de las fallas y de los tiempos de interrupciones del sistema, cuya ocurrencia puede provocar una disminución en la disponibilidad de la instalación, y con esto, no conseguir cubrir la demanda de energía en un período determinado.

² International Cooper Asociation. 2014. "Gestión de activos en el sector eléctrico de América Latina", num 2, p. 1-40

Su objetivo es mantener el sistema operativo de forma adecuada para que pueda lograrse una adecuada prestación del servicio a costo mínimo, garantizando las condiciones de calidad del producto técnico.

Actualmente el método de mantenimiento empleado por la empresa DELAPAZ consiste en un híbrido entre el mantenimiento correctivo y el preventivo basado en el tiempo, no contando con información histórica sobre la instalación de los diferentes componentes de los alimentadores ni una estructura de análisis de fallas, siendo necesaria esta información para optimizar los programas de mantenimiento, materiales y mano de obra.

Como punto de partida para la estructuración de una nueva política de mantenimiento se analizaron 134.975 registros de las interrupciones de los años 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015 de la empresa Distribuidora de Electricidad de La Paz (DELAPAZ), para evaluar el porcentaje de los cortes responsabilidad del operador, determinando los alimentadores con mayor cantidad de fallas.

3. JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Con el objetivo de disminuir la probabilidad de interrupciones el mantenimiento centrado en la confiabilidad incorpora técnicas de análisis estadístico de las fallas, que permitirán establecer el momento óptimo para realizar los trabajos de mantenimiento, evaluando el tiempo entre fallas en cualquier sistema sujeto a fallar. Para los sistemas de distribución se consideran que estas fallas provocan una suspensión o interrupción del servicio.

Los costos de mantenimiento pueden ser reducidos a partir de la identificación del 20% de las fallas, las cuales producen el 80% de los costos, es así que a partir del análisis de criticidad se identificarán los alimentadores con mayor cantidad de interrupciones y se planteará un nuevo método de mantenimiento basado en el RCM, que permita optimizar los recursos disponibles dentro la empresa y al mismo tiempo generar información histórica y analizar la misma para un mejor planeamiento de los trabajos necesarios en los alimentadores para mejorar la continuidad del servicio.

4. HIPÓTESIS

A partir de la identificación de los alimentadores con mayor cantidad de interrupciones y la realización del análisis de criticidad, se plantea un nuevo plan de mantenimiento centrado en la confiabilidad, priorizando la atención y planteando una nueva estructura para la generación de información histórica, que permita la realización de análisis de fallas para optimizar los recursos de la empresa.

5. OBJETIVOS

i) GENERAL

El objetivo general del presente trabajo, es proponer un nuevo plan de mantenimiento de las redes de distribución de DELAPAZ, centrado en la confiabilidad a partir de la identificación de los alimentadores con mayor cantidad de interrupciones buscando generar información cuyo análisis permita una mejor programación de los trabajos para optimizar los recursos de la empresa.

ii) ESPECÍFICO

Los objetivos específicos del trabajo son:

- Identificar los alimentadores con mayor cantidad de interrupciones.
- Elaborar un plan de mantenimiento preventivo basado en el RCM que reduzca la posibilidad de fallas en las redes de distribución.
- Estimar las pérdidas económicas para la empresa generadas por las interrupciones.
- Identificar el impacto que tienen los componentes sobre las interrupciones y sus posibles modos de falla.
- Reducir los índices de Frecuencia y tiempo de interrupciones para asegurar el cumplimiento de los límites establecidos por el Reglamento de Calidad de Distribución, para el servicio técnico.



6. OPERACIONALIZACION DE LOS OBJETIVOS DE ESTUDIO

- a) En primera instancia se revisarán los historiales de interrupciones de los últimos cinco años para identificar las fallas de origen interno en líneas de distribución primaria, estimando la frecuencia de los cortes por alimentador, asociando las causas para determinar el tiempo estimado entre fallas, obteniendo la información de los reportes de la empresa DELAPAZ.
- b) Posteriormente se determinaran criterios y escalas de evaluación como son la probabilidad, severidad, peso relativo y el nivel de efectividad de las medidas aplicadas actualmente, obteniendo los grados o matrices de vulnerabilidad y de aceptabilidad a partir de metodología presentada por la CIER³. Se calcularan las pérdidas económicas aproximadas por año para la empresa de distribución por energía no suministrada, considerando las fallas referidas a falta de mantenimiento en líneas de distribución primaria.
- c) Se propondrá la aplicación del mantenimiento basado en la confiabilidad (RCM), empleando la norma SAE JA1011, la cual brinda los lineamientos generales que se deben cumplir con el fin de implementar este procedimiento.

7. CONTENIDO DEL INFORME

En el primer capítulo del presente trabajo se presentan los aspectos generales como ser los antecedentes del proyecto propuesto, luego se plantea y justifica el problema central del trabajo para posteriormente plantear la hipótesis y los objetivos buscados en el presente proyecto.

En el segundo capítulo se puntualiza el marco teórico en el cual se desarrolló la investigación, presentando los conceptos básicos del método RCM, seguido del marco legal y referencial del sector eléctrico en nuestro país.

³ Gaudino, G., (2014), *Replanteo conceptual del mantenimiento*, Montevideo, Uruguay: Comisión de Integración Energética Regional.

En el tercer capítulo se detalla la metodología de la investigación presentando el procesamiento y análisis de datos dando lugar al empleo del método RCM para la elaboración de las tablas de aceptabilidad y vulnerabilidad cuyo análisis dieron lugar a las conclusiones y recomendaciones del trabajo.

En el cuarto capítulo es donde se presenta la propuesta de mejoramiento, planteando la necesidad de elaborar un plan técnico de mantenimiento así como los procesos y organización necesaria para su implementación, detallando los resultados esperados.

CAPITULO II MARCO TEORICO

1. MARCO CONCEPTUAL.

El mantenimiento basado en la confiabilidad (RCM) es una herramienta a través de la cual se puede mantener alta la confiabilidad de los componentes de sistemas y de esta manera contribuir a lograr alta disponibilidad de los recursos. El RCM permite, metodológicamente y con base en las características de cada falla, determinar la estrategia de mantenimiento más conveniente para enfrentarla. La mayoría de las estrategias de mantenimiento están orientadas a reducir la probabilidad de ocurrencia de fallas, manteniendo la confiabilidad de los componentes y por lo tanto aumentan la disponibilidad de los recursos. Algunas otras estrategias podrían minimizar la severidad de las consecuencias, pero todas están orientadas a reducir los riesgos en los procesos.

Las causas físicas que provocan fallas funcionales en los sistemas que la conforman pueden ser miles, siendo necesario tomar acciones orientadas a prevenir la ocurrencia de algunas de ellas debido a su importancia.

Por un lado, se deben prevenir aquellas cuya ocurrencia pudiera tener efectos que impacten en la seguridad del personal y el ambiente. Por otro, se pueden prevenir aquellas que son económicamente convenientes para evitar problemas de continuidad.

1.1. CONCEPTOS DEL RCM

A continuación, se explican varios conceptos derivados del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.

CONTEXTO OPERACIONAL

Antes de comenzar a redactar las funciones deseadas para el activo que se está analizando (primera pregunta del RCM la cual se enfoca en las funciones deseadas y estándares de desempeño), se debe tener un claro entendimiento del contexto en el que funciona el activo. Por ejemplo, dos activos idénticos operando en distintos

lugares, pueden resultar en planes de mantenimiento totalmente distintos si sus contextos de operación son diferentes, antes de comenzar el análisis se debe redactar el contexto operacional, breve descripción donde se indicara: régimen de operación del equipo, disponibilidad de mano de obra y repuestos, consecuencias de indisponibilidad del equipo, objetivos de calidad, seguridad y medio ambiente, etc.

FUNCIONES

El análisis de RCM comienza con la determinación de las funciones deseadas (funciones principales). En un análisis de RCM, todas las funciones deseadas deben ser listadas.

FALLAS FUNCIONALES O ESTADOS DE FALLA

Las fallas funcionales o estados de falla identifican todos los estados indeseables del sistema. Notar que los estados de falla están directamente relacionados con las funciones deseadas. Una vez identificadas todas las funciones deseadas de un activo, identificar las fallas funcionales es generalmente muy sencillo.

MODOS DE FALLA

Un modo de falla es una posible causa por la cual un activo puede llegar a un estado de falla. Cada falla funcional suele tener más de un modo de falla. Todos los modos de falla asociados a cada falla funcional deben ser identificados durante el análisis de RCM.

Al identificar los modos de falla de un activo o sistema, es importante listar la: “causa raíz” de la falla. Notar que este desglose en las causas que subyacen a la falla sí da una idea precisa de por qué ocurre la falla, y por consiguiente, que podría hacerse para manejarla adecuadamente (lubricación, análisis de vibraciones, etc.).

LOS EFECTOS DE FALLA

Para cada modo de falla deben indicarse los efectos de falla asociados. El “efecto de falla” es una breve descripción de “qué pasa cuando la falla ocurre”. Los efectos de

falla deben indicar claramente cuál es la importancia que tendría la falla en caso de producirse.

CATEGORIA DE CONSECUENCIAS

La falla de un activo puede afectar a sus usuarios de distintas formas:

- Poniendo en riesgo la seguridad de las personas (“consecuencias de seguridad”)
- Afectando al medio ambiente (“consecuencias de medio ambiente”)
- Incrementando los costos o reduciendo el beneficio económico de la empresa “consecuencias operacionales”.
- Ninguna de las anteriores (“consecuencias no operacionales”)

Además, existe una quinta categoría de consecuencias, para aquellas fallas que no tienen ningún impacto cuando ocurren salvo que posteriormente ocurra alguna otra falla y corresponden a la categoría de fallas ocultas.

Cada modo de falla identificado en el análisis de RCM debe ser clasificado en una de estas categorías. El orden en el que se evalúan las consecuencias es el siguiente: Seguridad, medio ambiente, operacionales, y no operacionales, previa separación entre fallas evidentes y ocultas.

El análisis RCM bifurca en esta etapa: el tratamiento que se le va a dar a cada modo de falla va a depender de la categoría de consecuencias en la que se haya clasificado, lo que es bastante razonable: no sería lógico tratar de la misma forma a fallas que pueden afectar la seguridad que aquellas que tienen consecuencias económicas. El criterio a seguir para evaluar tareas de mantenimiento es distinto si las consecuencias de falla son distintas.

DIFERENCIA ENTRE EFECTOS Y CONSECUENCIAS DE FALLA

El efecto de falla es una descripción de qué pasa cuando la falla ocurre, mientras que la consecuencia de falla clasifica este efecto según el impacto que estas fallas tienen.



DIFERENCIA ENTRE FALLA FUNCIONAL Y MODOS DE FALLA

La falla funcional identifica un estado de falla: incapaz de interrumpir corrientes de cortocircuito, incapaz de sostener el peso de la estructura... No dice nada acerca de las causas por las cuales el activo llega a ese estado. Eso es justamente lo que se busca con los modos de falla: identificar las causas de esos estados de fallas (eje cortado por fatiga, filtro tapado por suciedad, etc.).

FALLAS OCULTAS

Los activos suelen tener dispositivos de protección, es decir, dispositivos cuya función principal es la de reducir las consecuencias de otras fallas.

Muchos de estos dispositivos tienen la particularidad de que pueden estar en estado de falla durante mucho tiempo sin que nadie ni nada ponga en evidencia que la falla ha ocurrido. Si no se hace ninguna tarea de mantenimiento para anticiparse a la falla ó para ver si estos dispositivos son capaces de brindar la protección requerida, entonces puede ser que la falla solo se vuelva evidente cuando ocurra aquella otra falla cuyas consecuencias el dispositivo de protección esta para aliviar.

Este tipo de fallas se denominan fallas ocultas, dado que requieren de otra falla para volverse evidentes.

1.2. SELECCIÓN DEL TIPO DE MANTENIMIENTO ADECUADO

En el RCM, la selección de políticas de mantenimiento está gobernada por la categoría de consecuencias a la que pertenece la falla.

- Para fallas con consecuencias ocultas, la tarea óptima es aquella que consigue la disponibilidad requerida del dispositivo de protección.
- Para fallas con consecuencias de seguridad o medio ambiente, la tarea óptima es aquella que consigue reducir la probabilidad de la falla hasta un nivel tolerable.

- Para fallas con consecuencias económicas (operacionales y no operacionales), la tarea óptima es aquella que minimiza los costos totales para la organización.

En el RCM, la selección de políticas de mantenimiento está gobernada por la categoría de consecuencias a la que pertenece la falla.

Para fallas con consecuencias ocultas, la tarea óptima es aquella que consigue la disponibilidad requerida del dispositivo de protección.

Para fallas con consecuencias de seguridad o medio ambiente, la tarea óptima es aquella que consigue reducir la probabilidad de la falla hasta un nivel tolerable. Para fallas con consecuencias económicas (operacionales y no operacionales), la tarea óptima es aquella que minimiza los costos totales para la organización.

En promedio, al realizar un análisis RCM se ve que las políticas de mantenimiento se distribuyen de la siguiente forma: 30% de las fallas manejadas por mantenimiento predictivo (a condición), otro 30% por mantenimiento detectivo, alrededor de 5% mediante mantenimiento preventivo, 5% de rediseños, y aproximadamente 30% mantenimiento correctivo, considerando que solo deben ser prevenidas aquellas fallas que convenga prevenir, en base a un cuidadoso análisis costo-beneficio⁴.

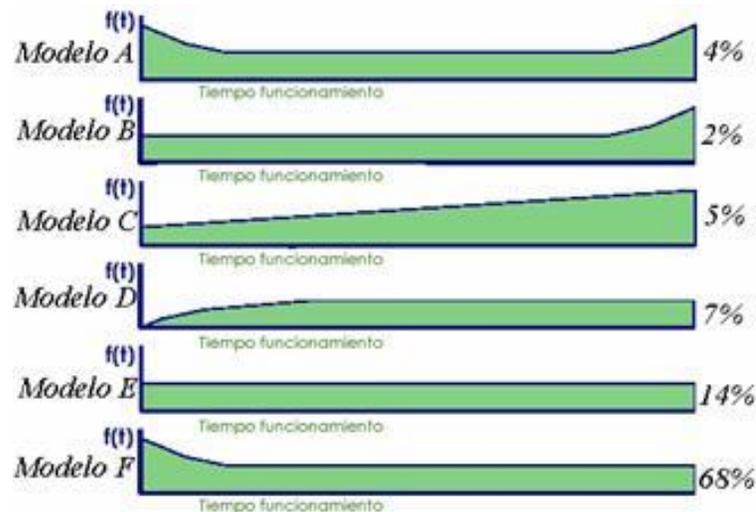
1.3. PATRONES DE FALLA EN FUNCION DEL TIEMPO

¿Cuál es la relación entre la probabilidad de falla y el tiempo? Tradicionalmente se pensaba que la relación era bien simple: a medida que el activo es más viejo, es más probable que falle.

Sin embargo, estudios realizados en distintas industrias muestran que la relación entre la probabilidad de falla y el tiempo u horas de operación es mucho más compleja. No existen uno o dos patrones de falla, sino que existen 6 patrones de falla distintos.

⁴ RCM-Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (2005). Recuperado de www.rcm-confiabilidad.com.ar

Figura 2.1
Patrones de falla en función del tiempo



Fuente: *Aircraft failure characteristics (Nowlan and Heap, 1978)*

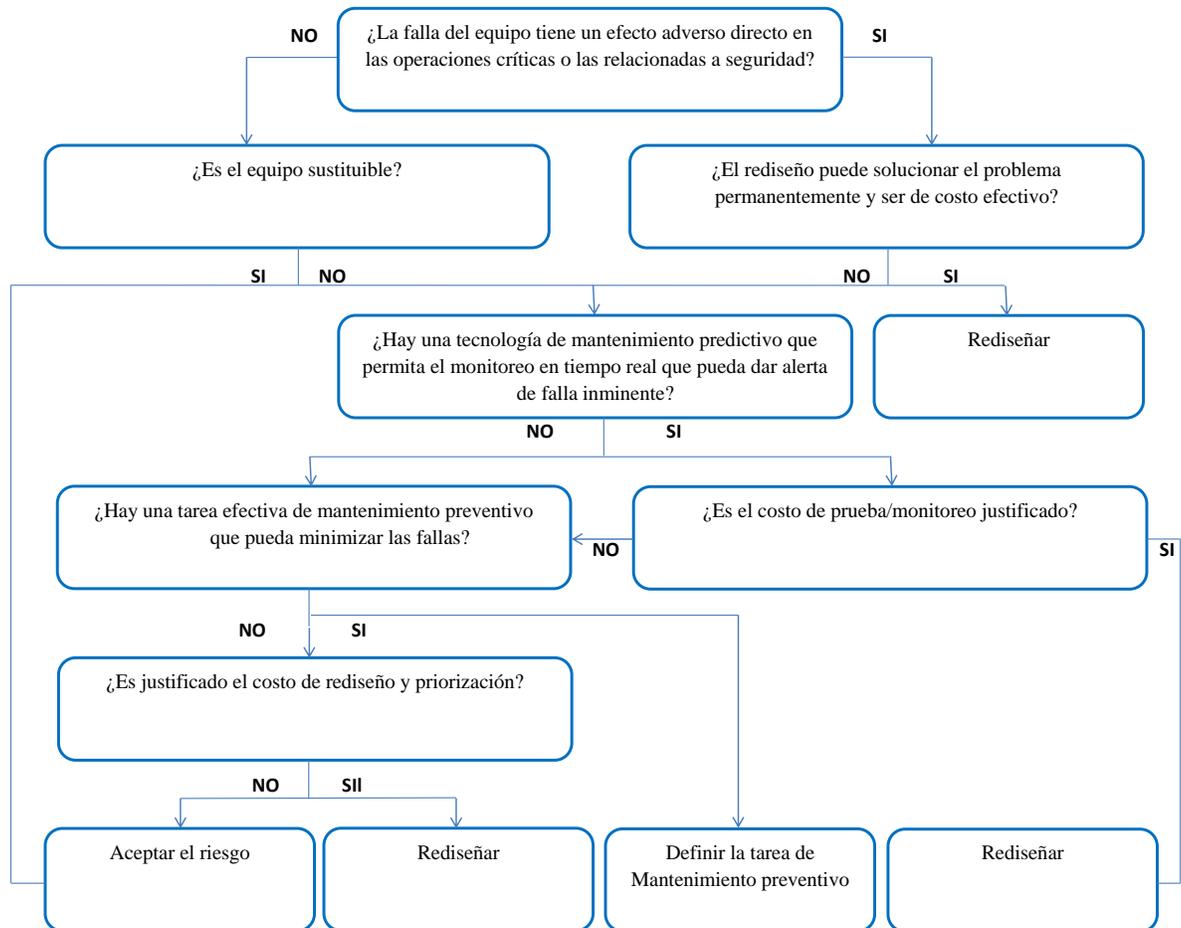
En el patrón A, la falla tiene alta probabilidad de ocurrir al poco tiempo de su puesta en servicio (mortalidad infantil), y al superar una vida útil identificable. El Patrón B, es el que corresponde a la "curva de desgaste". El Patrón C, donde se ve un continuo incremento en la probabilidad condicional de la falla.

El Patrón D, donde superada una etapa inicial de baja probabilidad de falla el activo entra en una zona de probabilidad condicional de falla constante. El Patrón E, es el denominado patrón de falla aleatorio. El Patrón F, muestra una alta probabilidad de falla cuando el activo es nuevo seguido de una probabilidad condicional de falla constante y aleatoria.

1.4. BENEFICIOS DEL RCM

La implementación del RCM debe llevar a activos más seguros y confiables, reducciones de costos (directos e indirectos), mejora en la calidad del producto, y mayor cumplimiento de las normas de seguridad y medio ambiente. El RCM también está asociado a beneficios humanos, como mejora en la relación entre distintas áreas de la empresa, fundamentalmente un mejor entendimiento entre mantenimiento y operaciones.

Figura 2.2
Árbol lógico método RCM



Fuente: *Reliability Centered Maintenance White Paper (Cadick Corporation)*

2. MARCO LEGAL

El objetivo principal de aplicar el mantenimiento centrado en la confiabilidad es disminuir la probabilidad de interrupciones y el mejoramiento de la calidad del servicio técnico (reducción de la Frecuencia y Duración de las interrupciones) con el fin de incrementar la continuidad del suministro, evitando pérdidas a los usuarios y a la operadora, como resultado ya sea de la energía no suministrada o de las posibles reducciones aplicadas si los índices de calidad del servicio técnico fueran superiores a los establecidos en la Normativa.

2.1. LEY DE ELECTRICIDAD Y SUS REGLAMENTOS

La ley de electricidad establece como obligación del Distribuidor, garantizar la calidad y seguridad del servicio conforme a las condiciones contractuales y los reglamentos, también indica que debe conservar y mantener las obras e instalaciones en condiciones para su operación eficiente.

En cumplimiento al artículo 67 de la Ley N° 1604, se reglamentan los requisitos técnicos que el operador está obligado a acatar y que garanticen el principio de calidad fijados por el Reglamento de Calidad de Distribución de Electricidad (D. S. 26607).

Se establece como parámetro a controlar la Calidad del Servicio Técnico, que considera la Frecuencia y el tiempo de las interrupciones, estableciendo índices que deben ser cumplidos por el operador para no ser pasible de reducciones, siendo la Frecuencia la cantidad de interrupciones que sufrieron ya sea el Consumidor en Alta y Media Tensión o el promedio que sufrió cada Consumidor durante el periodo de control. En cuanto al tiempo de las interrupciones, representa el tiempo total que sufrió el Consumidor ya sea de manera individual o en promedio en el periodo semestral de evaluación.

Los índices deberán ser informados a través de formularios estándares a ser definidos por la Superintendencia (actual Autoridad de Electricidad), los cuales serán calculados en forma semestral y deben incluir en los cálculos de los índices generales de interrupciones del sistema con duración igual o superior a tres (3) minutos.

El Distribuidor sólo debe considerar las interrupciones de origen interno, es decir, todas las interrupciones ocurridas en los componentes pertenecientes al Distribuidor. Se tienen la Distribución secundaria (Baja Tensión), comprende todos los materiales y equipos desde los centros de transformaciones MT/BT, incluidos los transformadores de distribución hasta el punto de medición del Consumidor, Distribución primaria (Media Tensión), comprende todos los materiales y equipos desde las subestaciones de distribución incluidos los transformadores de potencia de

responsabilidad del Distribuidor hasta los centros de transformación MT/BT y Todas las líneas de sub transmisión, pertenecientes al Distribuidor.

No se consideraran las interrupciones las Provocadas por los dispositivos de protección del Consumidor que no afecten a otros Consumidores, De origen externo, causadas por los sistemas de generación, transmisión u otros que no son de responsabilidad del Distribuidor, provocadas por terceros en forma accidental, intencional o premeditada (vandalismo, sabotaje, terrorismo, colisión de vehículos y caída accidental de árboles a instalaciones del Distribuidor), debidas a situación climática grave que alcance carácter de catástrofe, tales como: terremoto, tifón, huracán, inundación, vientos superiores a los valores máximos de diseño de líneas y debidas a racionamiento de energía eléctrica determinado por autoridad competente.

En el cálculo de los índices se aplicará la clasificación según la causa de las interrupciones, considerando tanto las programadas como las forzadas.

Se controlará la calidad mediante índices individuales por Consumidor en Media Tensión para cada nivel de calidad. Para los suministros en Baja Tensión, se controlará la calidad del servicio técnico mediante índices globales por nivel de calidad que reflejen la frecuencia y tiempo total de las interrupciones de suministro. Los Distribuidores harán presentaciones semestrales a la Superintendencia dentro de los veinte (20) días hábiles administrativos posteriores al semestre de control, especificando las interrupciones y los índices de continuidad resultantes.

La metodología para la medición y control del servicio técnico se encuentra definida en el anexo de la Resolución SSDE N° 016/2008, la cual presenta los mecanismos para el relevamiento y procesamiento de la información.

Se define también el cálculo de los indicadores y las reducciones en caso de incumplimiento.

Señala también la clasificación de las interrupciones según su origen y su causa, presentando una tabla de codificación de fallas que permite uniformizar la información enviada al Regulador para su análisis.

El Decreto Supremo N° 26302 aprueba el Reglamento de Servicio Público de Suministro de Electricidad en cumplimiento al artículo 67 de la Ley de Electricidad que norma el servicio público de suministro, prestado por el Distribuidor a Consumidores Regulados, señalando que tiene la obligación de prestar el servicio en las condiciones establecidas en la Ley de Electricidad y sus reglamentos.

Señala también que el Distribuidor, en su zona de Concesión, prestará el servicio con la calidad establecida en el Reglamento de Calidad de Distribución de la Ley de Electricidad, su respectivo contrato de Concesión y los contratos de suministro de electricidad que celebre, pudiendo el Consumidor Regulado acordar en el Contrato de Suministro, con cargo a éste, la prestación del servicio con mayor calidad técnica a la exigida por el Reglamento de Calidad de Distribución de la Ley de Electricidad.

Señala también que el Distribuidor comunicará por prensa, radio o personalmente a los Consumidores Regulados las interrupciones del servicio programadas y de emergencia, especificando; motivo, zona afectada, fecha, hora de inicio y tiempo de duración; en el primer caso, con una anticipación de por lo menos cuarenta y ocho (48) horas y, en el segundo, con la oportunidad que sea posible, menciona también que el Distribuidor y el Consumidor Regulado que, por la naturaleza de sus actividades, requiera conocer la interrupción del servicio con una anticipación mayor a la señalada en el párrafo anterior, podrán acordar en el Contrato de Suministro, medios y plazos diferentes a los señalados.

3. MARCO REFERENCIAL

La información analizada en el presente documento fue recabada de la empresa Distribuidora de Electricidad de La Paz (DELAPAZ), que opera en la ciudad de La Paz, El Alto, Viacha y Achacachi.

Cuenta actualmente con 19 Subestaciones para abastecer las ciudades arriba descritas, sumando un total de 109 alimentadores con una longitud total aproximada de 1.884,53 km de línea aérea y 256,03 km subterráneo, atendiendo a 560.302 usuarios en Baja Tensión y 796 en Media Tensión.

Se revisó la información de las interrupciones correspondientes a las gestiones 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015 totalizando 134.975 registros.



CAPITULO III METODOLOGIA DE LA INVESTIGACION

Se empleó como información base para el planteamiento del mantenimiento basado en la confiabilidad, la recabada de los formularios de Servicio Técnico enviados a la Autoridad de Electricidad, en los cuales se reportan las interrupciones de los últimos cinco años en el área de operación de la empresa DELAPAZ.

1. METODO DE INVESTIGACION

Se empleó el método inductivo en el presente trabajo, pues se comenzó a partir de información referente a todo tipo de interrupciones, limitando el análisis solo a los inherentes a cortes asociados a problemas de mantenimiento.

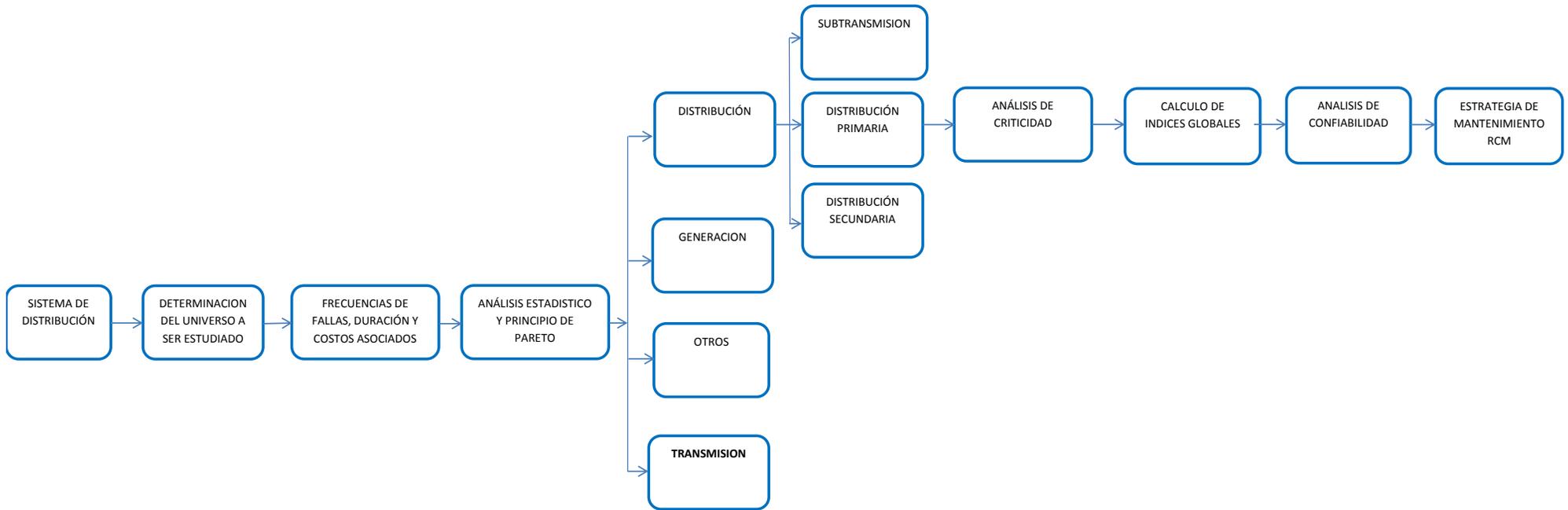
En primera instancia se determinaron todos los componentes del sistema de distribución y su función dentro de la red de distribución del operador.

A partir de estos componentes y la delimitación en la responsabilidad de la operación de las diferentes instalaciones del Sistema Interconectado Nacional (SIN), se determinaron las Frecuencias de fallas, duración y costos asociados a las interrupciones de los componentes asociados a la Generación, Transmisión y Distribución de electricidad, realizando un análisis estadístico que permite comparar la incidencia en la responsabilidad de los cortes a partir de un Diagrama de Pareto.

Concluido el análisis general de la responsabilidad en los cortes, se inició la revisión de los datos relacionados directamente a la Distribución como ser la Sub transmisión y Distribución Secundaria, centrando el estudio en los componentes relacionados exclusivamente a Distribución Primaria, en base al cual se realizó el análisis de criticidad, el cálculo de índices globales, el análisis de confiabilidad y se presentó la estrategia de mantenimiento.

En la siguiente Figura, se muestra la metodología empleada en el presente proyecto, mostrando la secuencia empleada para llegar a la propuesta de estrategia de mantenimiento RCM.

Figura 3.1
Metodología de la investigación



Fuente: *Elaboración propia*

2. COMPONENTES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Un sistema de distribución de electricidad es un conjunto de equipos que permiten energizar en forma segura y confiable un número determinado de cargas, en distintos niveles de tensión, ubicados generalmente en diferentes lugares.

Un sistema típico de distribución consta de Sistema de Subtransmisión que son los que transfieren la energía de los respectivos centros de producción o generación, las líneas de Subtransmisión de 69 kV que entregan la energía a las S/E de Distribución la cual transforma la energía a un nivel de tensión más bajo, adecuado para la distribución local, compuesta por la recepción de las líneas de transmisión o Subtransmisión, transformador de reducción, salida de las líneas primarias, equipos de protección, cuyas instalaciones están implementadas con su respectivo centro de control y mantenimiento.

La empresa DELAPAZ tiene 19 Subestaciones en operación con 37 transformadores de potencia instalados, 74,09 km de líneas de Subtransmisión en 69 kV y 12,52 km en 115 kV.

Se tienen también los sistemas de distribución Primarios que son el conjunto de líneas y seccionamientos que alimentan un área bien definida compuesta por troncales trifásicos, laterales monofásicos que enlazan a los transformadores de distribución que son los encargados de reducir la energía de un nivel de voltaje primario al voltaje de utilización, montados en postes, cámaras subterráneas, cerca de los centros de consumo.

Las redes de distribución secundarias son el conjunto de líneas que transportan la energía a lo largo de las calles a un nivel de voltaje de utilización que enlazan al transformador de distribución con las acometidas.

DELAPAZ cuenta con 109 alimentadores con una longitud total aproximada de 1.884,53 km de línea aérea y 256,03 km subterráneo. En cuanto a puestos de

transformación la empresa tiene 9.341 unidades en operación con una potencia instalada aproximada de 801.750 kVA, incluidos los transformadores particulares.

3. DETERMINACIÓN DEL UNIVERSO A SER ESTUDIADO

Comprende la determinación de indicadores estadísticos de frecuencia y duración de las fallas de instalaciones y equipos de distribución, registradas en el periodo 2011 - 2015.

Se realizó un análisis estadístico que permitió determinar el porcentaje de interrupciones relacionadas con mantenimiento para de esta manera establecer la frecuencia y la duración de la falla por alimentador, información que sirvió de base para el análisis de criticidad.

A partir de estos datos se realizó un análisis de criticidad con el cual se escogió una técnica de mantenimiento la cual permitirá finalmente plantear un plan de mantenimiento basado en la confiabilidad

En el presente trabajo se emplearon los registros de interrupciones correspondientes a los últimos cinco años de la empresa DELAPAZ, en los cuales se detallan los cortes, así como su origen y las causas.

Se analizaron un total de 134.975 registros del periodo comprendido entre Enero del 2011 hasta Diciembre del 2015, habiendo tenido 329 cortes en Subtransmisión y 14.134 interrupciones en la red primaria de distribución (Tabla 3.1).

La mayoría de los datos, corresponden a interrupciones en la red de distribución secundaria (56.580), que no pertenecen al Distribuidor (62.098) causadas por condiciones climáticas, acción de terceros, causas fortuitas entre otras. Existen en menor porcentaje, las interrupciones atribuibles a Generación (202) y Transmisión (1.632).



Tabla 3.1
Cantidad de interrupciones según causa de origen por componente

COMPONENTE	Nº INTERRUPCIONES
SUB TRANSMISION	329
DISTRIBUCION PRIMARIA	14,134
DISTRIBUCION SECUNDARIA	56,580
GENERACION	202
TRANSMISION	1,632
OTROS	62,098
TOTAL INTERRUPCIONES	134,975

Fuente: *Elaboración propia en base a información DELAPAZ*

4. DETERMINACION Y ELECCION DE LA MUESTRA

El universo considerado está compuesto por las interrupciones ocasionadas en instalaciones de subtransmisión, distribución primaria, distribución secundaria, generación, transmisión y otras que constituyen módulos estadísticos homogéneos, correspondientes a cortes de suministro por diferentes causas.

Se analizaron solo aquellos datos que se refieren a la red de distribución primaria (Red de Media Tensión), para posteriormente tomar en cuenta solo aquellos relacionados con problemas de mantenimiento, los cuales permitieron determinar el tiempo promedio entre fallas, así como la duración de las interrupciones y aplicar el método descrito líneas arriba.

La muestra que es un subconjunto representativo del universo empleada son las fallas clasificadas como de origen interno y cuyas causas están asociados a interrupciones propias de la red (Problemas en trabajos de línea viva, error de operación, deterioro de equipo por envejecimiento, etc.)

5. SUJETOS VINCULADOS A LA INVESTIGACION

El desarrollo del estudio aquí presentado fue realizado a partir de información facilitada por la empresa Distribuidora de Electricidad de La Paz y colaboración prestada por el Departamento de Mantenimiento y la Sección de Servicio Técnico quienes brindaron los datos de partida para el análisis aquí presentado.



6. FUENTES DE LA INFORMACION

Los datos correspondientes a las interrupciones fueron obtenidos de la Sección de Servicio Técnico de la empresa DELAPAZ, información remitida al Organismo Regulador en los formularios definidos por la Metodología para la Medición y el Control de la Calidad del Servicio Técnico.

En el análisis de los datos obtenidos se empleó en primera instancia la metodología presentada por la Comisión de Integración Energética Regional (CIER) realizando en primera instancia el análisis de criticidad determinando el tiempo estimado entre fallas y la tasa de fallas que sirvieron de punto de partida para determinar la vulnerabilidad de los alimentadores elaborando la matriz de aceptabilidad . Para el planteamiento del modelo RCM se utilizó la Norma SAE JA1011.

7. PROCESAMIENTO Y ANALISIS DE DATOS

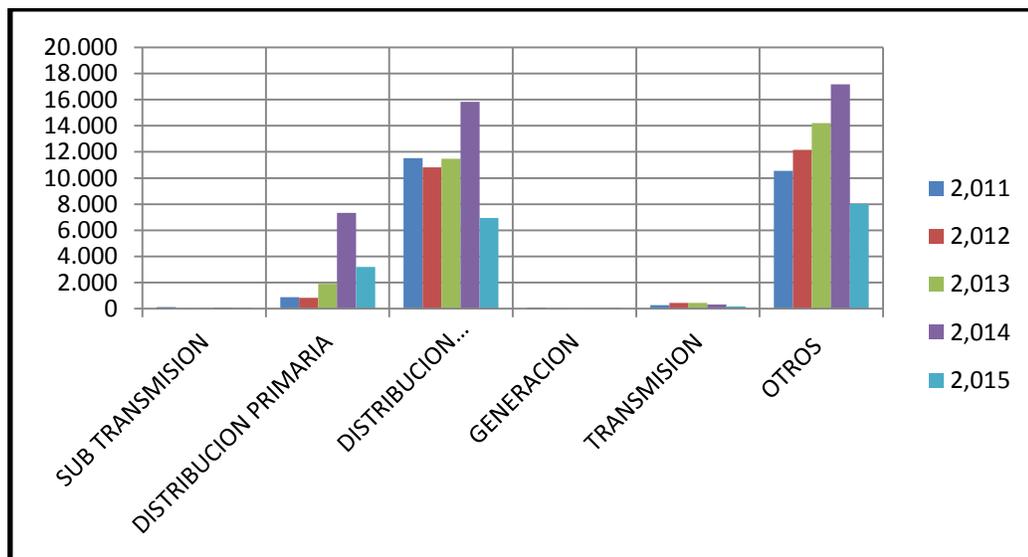
Se presentan en las siguientes tablas, las interrupciones por año, así como la duración aproximada según su origen y los costos asociados para la empresa distribuidora por energía no suministrada.

Tabla 3.2
Cantidad de interrupciones según causa de origen

	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015
SUB TRANSMISION	115	33	51	81	49
DISTRIBUCION PRIMARIA	881	820	1,904	7,336	3,193
DISTRIBUCION SECUNDARIA	11,512	10,825	11,469	15,835	6,939
GENERACION	88	24	25	14	51
TRANSMISION	261	444	432	311	184
OTROS	10,543	12,166	14,194	17,178	8,017
TOTAL INTERRUPCIONES	23,400	24,312	28,075	40,755	18,433

Fuente: *Elaboración propia en base a información DELAPAZ*

Gráfico 3.1
Interrupciones según su causa de origen



Fuente: *Elaboración propia en base a información DELAPAZ*

Como se puede observar la mayor cantidad de interrupciones se presentan en redes de Distribución secundaria y otros no pertenecientes al Distribuidor. Por lo observado en los formularios, los numerosos cortes se deben en su mayoría a problemas de la instalación interna y mal estado de acometidas propias de los usuarios, representando pérdidas económicas a la operadora debido al tiempo que le toma a su personal atender estos reclamos.

A continuación, se presenta un estimado de pérdidas económicas para la operadora, como consecuencia de todas las interrupciones y que repercuten en la energía no suministrada. Se consideraron las horas de corte y la potencia afectada para determinar un aproximado de los ingresos no percibidos, según el origen de la falla. Se estimó para el cálculo del costo de las interrupciones el valor promedio de cada año para consumidor residencial independientemente de las causas que originaron el corte (Ver anexo 1: Cálculo del valor promedio de energía).

En la siguiente tabla se observan las horas de interrupción por origen interno y el costo total por energía no suministrada a precio promedio de 0.519 Bs/kwh

Tabla 3.3
Tiempo de interrupción y costos por fallas de origen interno

	Subtransmisión		Distribución Primaria		Distribución Secundaria	
	HORAS	Costo US\$	HORAS	Costo US\$	HORAS	Costo US\$
2011	125.83	38,894.98	1,184.93	312,521.20	24,290.01	74,126.48
2012	71.13	20,549.57	1,111.89	227,059.76	22,995.40	56,685.42
2013	31.65	10,068.28	8,202.20	422,721.96	30,777.15	92,773.52
2014	88.89	20,511.45	46,021.07	1,998,149.40	65,408.26	156,210.99
2015	31.09	3,870.40	17,197.79	339,748.99	26,602.90	29,987.52
TOTAL	348.59	93,894.68	73,717.88	3,300,201.31	170,073.72	409,783.93

Fuente: *Elaboración propia en base a información DELAPAZ*

A continuación se presentan los costos asociados a interrupciones por origen externo en función de las horas de interrupción al mismo precio promedio mencionado anteriormente, las pérdidas se estimaron con la tarifa promedio para consumidores residenciales con el objetivo de cuantificar aproximadamente el perjuicio ocasionado al operador.

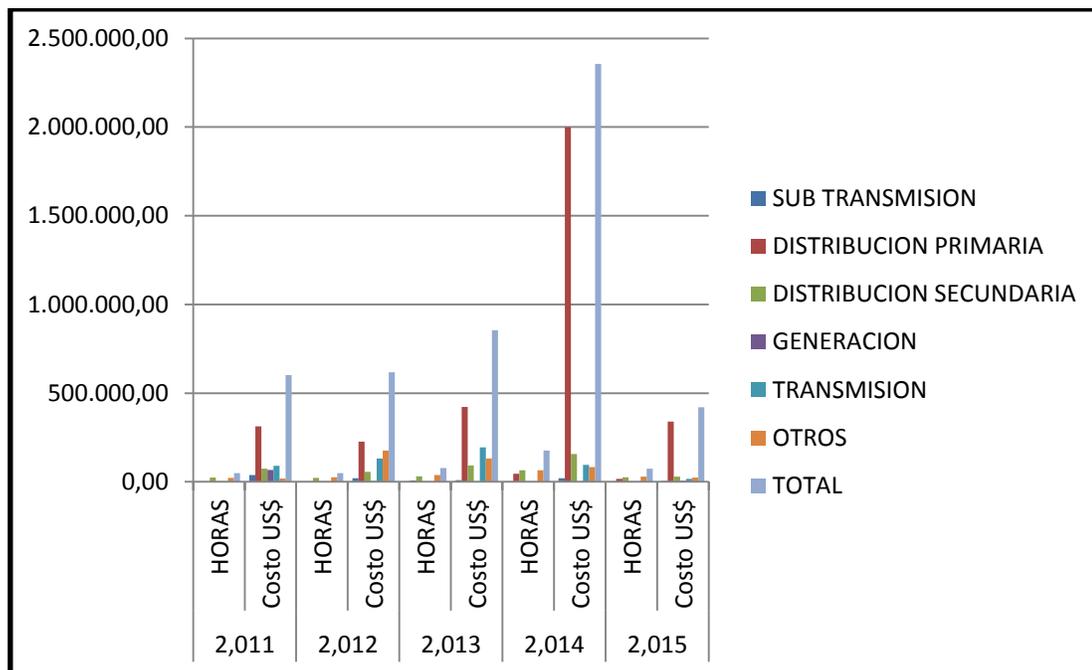
Tabla 3.4
Tiempo de interrupción y costos por fallas de origen externo

	Generación		Transmisión		Otras causas	
	HORAS	Costo US\$	HORAS	Costo US\$	HORAS	Costo US\$
2011	136.52	66,242.46	139.39	90,176.10	23,183.72	19,417.31
2012	7.32	3,991.01	216.14	131,808.68	25,337.57	176,814.16
2013	3.84	2,040.26	268.10	195,018.59	37,815.88	131,154.97
2014	2.50	1,405.06	257.38	95,866.55	65,433.36	83,513.11
2015	29.15	6,304.28	57.08	16,755.48	29,770.80	23,499.40
TOTAL	179.33	79,983.07	938.09	529,625.40	181,541.33	434,398.95

Fuente: *Elaboración propia en base a información DELAPAZ*

Como se puede observar en las tablas arriba mostradas, la mayor cantidad de interrupciones se presentan por fallas originadas en Distribución secundaria y por causas ajenas al operador, representando la mayor pérdida económica por fallas en redes de distribución primaria debido a que se presenta mayor cantidad de usuarios afectados.

Gráfico 3.2
Costos y duración de fallas según su causa de origen



Fuente: *Elaboración propia en base a información DELAPAZ*

En el gráfico anterior se observa de mejor manera la información de interrupciones correspondiente a las últimas gestiones y que se refiere a horas y costos de los cortes.

8. ANALISIS DE CRITICIDAD

El análisis de criticidad consiste en un estudio de riesgos, que es una manera sistemática y ordenada, para identificar los activos sobre los cuales aplicaremos la técnica de mantenimiento elegida.

Las bases para llevar adelante este análisis serán los registros de los eventos ocurridos sobre los activos, la valoración de los impactos ocasionados en cada caso y/o el seguimiento mediante indicadores con que contemos respecto al desempeño de esos activos.

Habitualmente se emplean los términos amenaza y factor de riesgo como sinónimos, y siempre igual que los riesgos, se entienden referidos al proceso de mantenimiento.



Los métodos para identificar factores de riesgo, para determinar cuáles están presentes en nuestra actividad y los métodos de evaluación para determinar hasta dónde se puede actuar para alejar los peligros, suelen confundirse.

A partir de los registros mencionados, se procedió a realizar el análisis de criticidad empleando solamente las fallas ocasionadas según su origen por Subtransmisión, Distribución Primaria y las causas propias de red con el fin de evaluar la factibilidad para la implementación del RCM, presentando los resultados a continuación, ordenándolos por frecuencia de ocurrencia y calculando el tiempo estimado entre fallas y la tasa de fallas.

En las siguientes tablas se detallan por subestación, los alimentadores (cada uno con su código de identificación) y la cantidad de fallas ocurridas durante el periodo de análisis con los respectivos tiempos de interrupción.

Tabla 3.5
Interrupciones y duración de alimentadores con una sola falla

Subestación	Código	Alimentador	Interrup.	Horas
Challapampa	V13	Villa Victoria	1	0.02
Cota Cota	M05	Muñoz Reyes	1	0.02
Tembladerani	T05	Tacagua	1	0.02
Tembladerani	C11	Cristo Rey	1	0.03
Kenko	S07	Simsa	1	0.1
Challapampa	C06	Club La Paz	1	0.18
Rio Seco	V05	Villa Esperanza	1	0.18
Rosassani	S10	Seis de Agosto	1	0.18
Challapampa	L03	Local	1	0.22
Challapampa	T01	Taborga	1	0.22
Kenko	S06	Senkata	1	0.37
Kenko	V11	Villa Adela	1	0.37
Av. Arce	F01	Federico Suazo	1	0.38
Cota Cota	C15	Coqueni	1	0.4
Planta Achachicala	I03	Industrial 3	1	0.43
Catacora	B01	Bancos	1	0.72



Tabla 3.5 (Continuación)
Interrupciones y duración de alimentadores con una sola falla

Subestación	Código	Alimentador	Interrup.	Horas
Cota Cota	S03	San Miguel	1	0.77
Bologna	I06	Irpavi	1	0.78
Pampahasi	S14	Salome	1	1.12
Rosassani	C07	Cuarto Centenario	1	1.18
Bologna	B04	Bella Vista	1	1.28
Munaypata	G02	Gallardo	1	1.45
Bologna	K02	Kupini	1	1.52
Bologna	B02	Bosque Bologna	1	2.72
Challapampa	S01	San Francisco	1	3.37
Challapampa	N01	Norte	1	3.7
Challapampa	C13	Churubamba	1	0.02
Catacora	D01	Delicias	1	0.02
Munaypata	S04	San Pedro	1	1.17
Pampahasi	S15	San Antonio	1	0.02

Fuente: *Elaboración propia en base a información DELAPAZ*

Tabla 3.6
Tiempo estimado entre fallas y Tasa de falla, (alimentadores con dos interrupciones)

Subestación	Cod	Alimentador	Int	Horas	Tefm	Tasa Falla
Munaypata	S13	Segundo Bascones	2	2.19	720.50	0.001
Bologna	O01	Obrajes	2	0.22	606.00	0.002
Tarapaca	V03	Villa Bolívar	2	0.97	507.00	0.002
Planta Achachicala	I02	Industrial 2	2	0.44	506.00	0.002
Bologna	S05	Seguencoma	2	1.50	396.50	0.003
Cota Cota	K03	Koani	2	0.48	352.50	0.003
Tembladerani	B03	Buenos Aires	2	0.05	341.00	0.003
Tarapaca	V10	Villa Tejada	2	0.04	246.00	0.004
Challapampa	P01	Perez Velazco	2	2.00	240.00	0.004
Alto Achachicala	C14	Chacaltaya	2	0.20	203.00	0.005
Av. Arce	H01	Hospitales	2	0.05	402.50	0.005
Catacora	T04	Tejada Sorzano	2	0.79	180.00	0.006
Catacora	V09	Villa Pabón	2	1.65	168.50	0.006
Kenko	D02	2 de Febrero	2	24.54	161.00	0.006
Catacora	T02	Teatros	2	3.45	158.00	0.006
Planta Achachicala	I04	Industrial 4	2	2.41	150.00	0.007



Tabla 3.6 (Continuación)

Tiempo estimado entre fallas y Tasa de falla, (alimentadores con dos interrupciones)

Subestación	Cod	Alimentador	Int	Horas	Tefm	Tasa Falla
Kenko	H70	Horizontes	2	0.40	64.00	0.016
Av. Arce	S08	Sopocachi	2	8.48	29.50	0.034
Catacora	P10	Potosí	2	1.90	24.00	0.042
Cosmos	C80	Charapaqui	2	0.75	6.50	0.154
Rosassani	A04	Av. Los Leones	2	0.17	1.00	1.000
Munaypata	G01	Garita	2	1.09	128.50	0.008

Fuente: Elaboración propia en base a información DELAPAZ

Tabla 3.7

Tiempo estimado entre fallas y Tasa de falla, (alimentadores con tres interrupciones)

Subestación	Cod.	Alimentador	Int.	Horas	Tefm	Tasa Falla
Tembladerani	L01	Landaeta	3	3,85	486,67	0,002
Kenko	M03	Molino Andino	3	3,43	405,67	0,002
Tarapaca	S11	Santiago	3	0,20	396,33	0,003
Tarapaca	P05	Pacajes	3	1,86	330,33	0,003
Caiconi	A03	Avenida Busch	3	0,07	264,00	0,004
Rio Seco	L06	Laja	3	17,96	243,33	0,004
Munaypata	C05	Chijini	3	1,32	171,33	0,006
Rosassani	L02	Libertador	3	4,13	154,00	0,006
El Alto	V04	Villa Dolores	3	2,32	61,33	0,049
Cota Cota	A02	Achumani	3	5.43	108.67	0.009
Tembladerani	J01	Jaimes Freyre	3	3.25	158.00	0.006

Fuente: Elaboración propia en base a información DELAPAZ

Tabla 3.8

Tiempo estimado entre fallas y Tasa de falla, (alimentadores con cuatro interrupciones)

Subestación	Cod.	Alimentador	Int.	Horas	Tefm	TASA FALLA
Tembladerani	P09	Pasankery	4	0,22	361,50	0,003
Caiconi	I05	Iturralde	4	0,08	346,75	0,003
Cosmos	C60	Cosmos 79	4	1,26	272,00	0,004
El Alto	A09	Alto Lima	4	0,78	234,25	0,004
Cosmos	S12	San Luis	4	2,12	174,25	0,006
Cota Cota	M08	Meseta	4	1,73	146,25	0,007
Viacha Pueblo	F10	Ferroviario	4	7,24	142,75	0,007



Tabla 3.8 (Continuación)
Tiempo estimado entre fallas y Tasa de falla, (alimentadores con cuatro interrupciones)

Subestación	Cod.	Alimentador	Int.	Horas	Tefm	TASA FALLA
Av. Arce	M04	Montículo	4	13,90	76,75	0,013
Rio Seco	B05	Brasil	4	2,36	73,50	0,014
El Alto	V01	Villa 12 de Octubre	4	0,66	61,50	0,016
Planta Achachicala	I01	Industrial 1	4	7.33	194.25	0.005

Fuente: *Elaboración propia en base a información DELAPAZ*

Tabla 3.9
Tiempo estimado entre fallas y Tasa de falla, (alimentadores con más de cuatro interrupciones)

Subestación	Cod.	Alimentador	Int.	Horas	Tefm	TASA FALLA
Achacachi	P07	Pueblo Achacachi	5	21,82	96,80	0,010
El Alto	V02	Villa 16 de Julio	5	1,73	180,80	0,006
Munaypata	T03	Tembladerani	5	6,08	216,00	0,005
Rio Seco	V07	Villa Ingenio	5	15,49	203,80	0,005
Rosassani	A08	Arce	5	9,70	135,60	0,007
Viacha Pueblo	C09	CBN	5	15,98	85,40	0,012
Viacha Pueblo	P06	Pueblo de Viacha	5	14,11	257,40	0,004
Alto Achachicala	M07	Mercurio	6	10,09	102,17	0,010
Caiconi	P03	Puerto Rico	6	2,15	463,33	0,002
Cosmos	L04	Libertad	6	22,55	142,50	0,007
Tarapaca	C50	Caluyo	6	2,56	115,00	0,009
Caiconi	V06	Villa Fátima	7	4,59	470,57	0,002
Cosmos	L05	Luis Espinal	8	5,59	36,63	0,027
Cosmos	C08	CADE	9	26,12	35,11	0,028
Rio Seco	H02	Huayna Potosí	9	10,53	83,56	0,012
Cota Cota	C04	Chasquipampa	12	59,88	248,08	0,004
Kenko	Y01	Yacimientos	14	43,51	64,86	0,015
Rio Seco	V08	Villa Los Andes	5	11,61	97,00	0,010

Fuente: *Elaboración propia en base a información DELAPAZ*

Se puede ver en los cuadros anteriores que 15 de los 109 alimentadores, no presentaron fallas durante el periodo de análisis de los registros.

El objetivo de las tablas anteriores es asignar un nivel de probabilidad en función de la cantidad de fallas durante el periodo de estudio bajo el siguiente detalle:

Tabla 3.10
Escala de la probabilidad o Frecuencia

Nivel de probabilidad	Descripción	Valor
Muy Baja	La falla ocurrió una o dos veces durante los últimos cinco años	1
Baja	La falla ocurrió tres veces durante los últimos cinco años	2
Media	La falla ocurrió cuatro veces durante los últimos cinco años	3
Alta	La falla ocurrió cinco o más veces durante los últimos cinco años	4

Fuente: *Replanteo conceptual Mantenimiento - CIER*

Otro factor considerado dentro de la metodología de criticidad, es el relacionado con la severidad de las fallas y cuyo detalle se observa en la siguiente tabla:

Tabla 3.11
Escala de calificación de la severidad para el servicio

Severidad	Descripción	Valor
No aplica	No hay afectación al servicio	0
Leve	El evento afecta al servicio por tiempos menores a 1 hora	1
Moderado	El evento afecta al servicio por tiempo mayor a 1 hora.	2
Crítico	El evento puede afectar el servicio por tiempo mayor a 8 horas	3
Muy crítico	El evento afecta por tiempo mayor a 12 horas	4

Fuente: *Replanteo conceptual Mantenimiento - CIER*

Ahora se presentarán los resultados del análisis, elaborando la matriz de vulnerabilidad, que es el producto de multiplicar la probabilidad por la severidad sobre un recurso o factor fundamental determinado, se denomina vulnerabilidad o grado de vulnerabilidad del recurso.

A partir de la vulnerabilidad se definirá el criterio de aceptabilidad bajo los siguientes criterios:

Tabla 3.12
Criterios de aceptabilidad con base en vulnerabilidad

Nivel	Color	Descripción	Valor
Aceptable	Verde	Vulnerabilidad ≤ 1	Nac=1
Tolerable	Amarillo	$1 < \text{Vulnerabilidad} \leq 2$	Nac=2
Inaceptable	Rojo	$2 < \text{Vulnerabilidad} \leq 16$	Nac=3

Fuente: Replanteo conceptual Mantenimiento - CIER

Con la determinación de la vulnerabilidad, se elabora la matriz de aceptabilidad mostrada en la siguiente Tabla.

Tabla 3.13
Matriz típica de aceptabilidad

		SEVERIDAD			
		LEVE	MODERADO	CRITICO	MUY CRITICO
FRECUENCIA	ALTA	I	I	I	I
	MEDIA	I	I	I	I
	BAJA	T	I	I	I
	MUY BAJA	A	T	I	I

Fuente: Replanteo conceptual Mantenimiento - CIER

A continuación se presenta para los diferentes alimentadores el grado de vulnerabilidad, calificación de la severidad y aceptabilidad en su funcionamiento, información que servirá de punto de partida para plantear el modelo de mantenimiento propuesto.

Tabla 3.14
Resultados del análisis de criticidad

Código	Prob.	Sev.	Vuln.	Aceptab.	Código	Prob.	Sev.	Vuln.	Aceptab.
A01	0	0	0	A	G02	1	2	2	T
A04	1	1	1	A	I04	1	2	2	T
A06	0	0	0	A	K02	1	2	2	T
A07	0	0	0	A	N01	1	2	2	T
B01	1	1	1	A	P01	1	2	2	T
B03	1	1	1	A	P10	1	2	2	T
B06	0	0	0	A	S01	1	2	2	T
C01	0	0	0	A	S05	1	2	2	T



Tabla 3.14 (Continuación)
Resultados del análisis de criticidad

Código	Prob.	Sev.	Vuln.	Aceptab.	Código	Prob.	Sev.	Vuln.	Aceptab.
C03	0	0	0	A	S11	2	1	2	T
C06	1	1	1	A	S13	1	2	2	T
C11	1	1	1	A	S14	1	2	2	T
C12	0	0	0	A	T02	1	2	2	T
C14	1	1	1	A	V09	1	2	2	T
C15	1	1	1	A	G01	1	2	2	T
C80	1	1	1	A	S04	1	2	2	T
F01	1	1	1	A	A08	4	3	12	I
H01	1	1	1	A	A09	3	1	3	I
H70	1	1	1	A	B05	3	2	6	I
I02	1	1	1	A	C04	4	4	16	I
I03	1	1	1	A	C05	2	2	4	I
I06	1	1	1	A	C08	4	4	16	I
K03	1	1	1	A	C09	4	4	16	I
L03	1	1	1	A	C50	4	2	8	I
M01	0	0	0	A	C60	3	2	6	I
M02	0	0	0	A	D02	1	4	4	I
M05	1	1	1	A	F10	3	2	6	I
M10	0	0	0	A	H02	4	3	12	I
O01	1	1	1	A	I05	3	1	3	I
P02	1	1	1	A	L01	2	2	4	I
P04	0	0	0	A	L02	2	2	4	I
P08	0	0	0	A	L04	4	4	16	I
S03	1	1	1	A	L05	4	2	8	I
S06	1	1	1	A	L06	2	4	8	I
S07	1	1	1	A	M03	2	2	4	I
S09	0	0	0	A	M04	3	4	12	I
S10	1	1	1	A	M07	4	4	16	I
T01	1	1	1	A	M08	3	1	3	I
T04	1	1	1	A	P03	4	2	8	I
T05	1	1	1	A	P05	2	2	4	I
U01	0	0	0	A	P06	4	4	16	I
V03	1	1	1	A	P07	4	4	16	I
V05	1	1	1	A	P09	3	1	3	I
V10	1	1	1	A	S08	1	3	3	I

Tabla 3.14 (Continuación)
Resultados del análisis de criticidad

Código	Prob.	Sev.	Vuln.	Aceptab.	Código	Prob.	Sev.	Vuln.	Aceptab.
V11	1	1	1	A	S12	3	2	6	I
V12	0	0	0	A	T03	4	2	8	I
V13	1	1	1	A	V01	3	1	3	I
C13	1	1	1	A	V02	4	2	8	I
D01	1	1	1	A	V04	2	2	4	I
S15	1	1	1	A	V06	4	2	8	I
S16	0	0	0	A	V07	4	4	16	I
A03	2	1	2	T	Y01	4	4	16	I
B02	1	2	2	T	A02	2	2	4	I
B04	1	2	2	T	I01	3	2	6	I
C07	1	2	2	T	J01	2	2	4	I
					V08	4	4	16	I

Fuente: *Elaboración propia en base a información DELAPAZ*

Todo el trabajo de análisis de fallas fue realizado para identificar los alimentadores con mayor cantidad de salidas y de esta manera plantear líneas abajo el procedimiento que debería seguirse para la implementación del RCM como política de mantenimiento en la empresa de una manera más óptima priorizando su atención en función de su aceptabilidad.

Las listas de verificación son bastante utilizadas para identificar amenazas o factores de riesgo. Su principal desventaja consiste en que el investigador se concentra en aquellos riesgos de la lista y con frecuencia no considera otros que pueden estar presentes, pero no incluidos en la lista.

El primer paso fue realizar la conceptualización o caracterización, donde se indicará claramente en qué consiste la amenaza o factor de riesgo, cómo puede ocurrir la falla, qué factores la potencian y qué áreas o zonas puede afectar, qué alcance puede tener sobre el entorno y qué recursos y factores fundamentales pueden resultar afectados.

Para la determinación de las causas se procedió a la identificación de las causas, orígenes o fuentes de las amenazas, la descripción de la manera como pueden

presentarse tales causas, indicar cuáles son imputables al factor humano y cuáles al factor material o técnico.

El factor humano como causa puede deberse a desconocimiento (No sabe), falta de voluntad (No quiere), incapacidad (No puede), factores que podrán ser abordados, una vez identificados.

9. ARBOL DE FALLAS

El análisis de árbol de fallas es uno de los métodos de más amplio uso en el análisis de confiabilidad. Es un procedimiento deductivo para determinar las diversas combinaciones de fallas a nivel componente que pueden desencadenar eventos no deseados especificados al inicio del análisis.

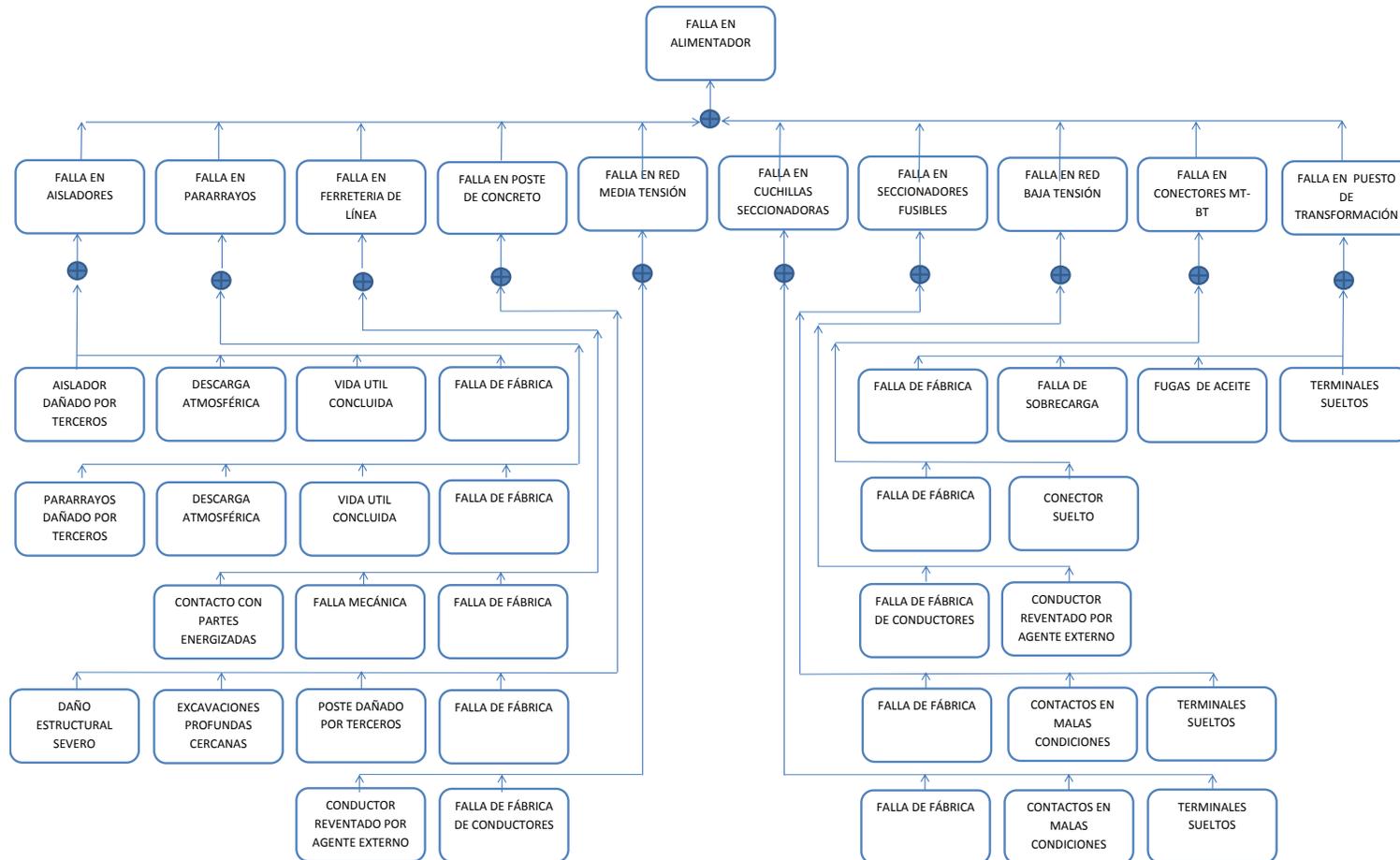
Se consideró como evento principal las interrupciones y todo evento siguiente fue considerado en términos de su efecto sobre el evento principal, obteniendo el esquema mostrado en la Figura 3.2.

10. ANÁLISIS DE PARETO

Como una forma de priorizar y solventar la común escasez de recursos del personal de mantenimiento, se utilizó el análisis de Pareto o análisis ABC.

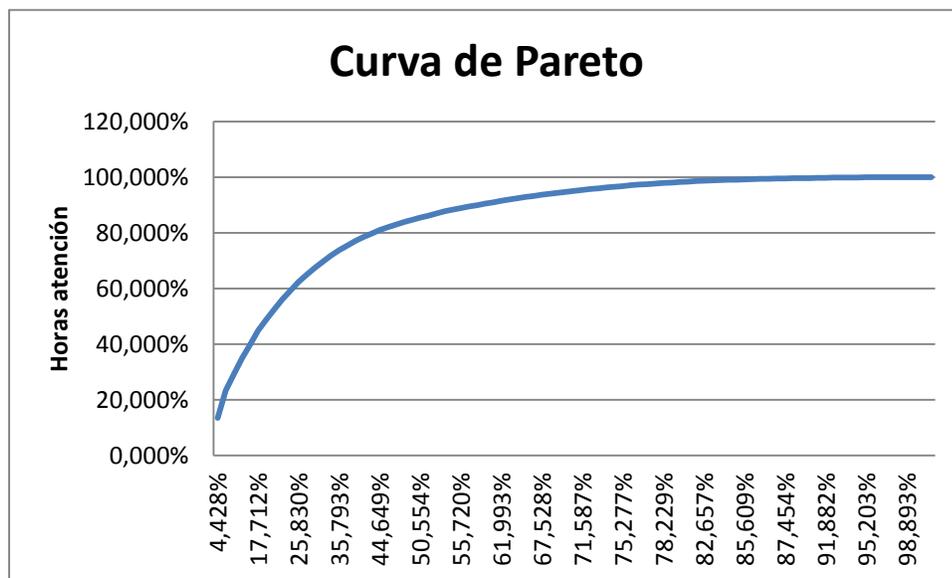
Para realizarlo, se integró sobre un horizonte de tiempo dado los costos asociados a interrupciones. Luego se ordenaron los costos en orden decreciente y se representaron gráficamente los costos acumulados (normalizados por la suma total de costos) vs la cantidad acumulada de fallas (normalizadas respecto de su total también). El resultado es de la forma mostrada en la Figura 3.3.

Figura 3.2
 Árbol de fallas



Fuente: *Elaboración propia*

Gráfica 3.3
Curva de Pareto



Fuente: *Elaboración propia en base a información DELAPAZ*

El análisis anterior considero que las fallas son similares en costo de intervención; en general este puede variar entre falla y falla de manera importante, dependiendo de los modos de falla involucrados.

11. RESULTADOS DE LA INVESTIGACION

Los resultados obtenidos son:

La identificación de los alimentadores con mayor cantidad de interrupciones a partir de los análisis de criticidad y Pareto, determinando los tiempos medios entre fallas y las tasas de falla los cuales sirvieron para obtener los valores de probabilidad, severidad, vulnerabilidad que permitieron definir que un 46 % de los alimentadores se encuentran en condiciones aceptables de operación, mientras que un 17 % está en situación tolerable, el 37 % restante se encuentra en estado intolerable, debiendo priorizarse los trabajos en este último tipo de líneas, realizando también la generación de información que permite planificar de mejor manera los trabajos más urgentes, optimizando los recursos para mejorar el nivel de continuidad del servicio.



La determinación de las pérdidas económicas producidas por las interrupciones reportadas durante los últimos cinco años, habiendo calculado las perdidas en aproximadamente 3.803.879.92 \$US por causas internas y 1.044.007.42 \$US por causas externas (Ver Anexo 1: Cálculo del valor promedio de energía).

La propuesta de un nuevo plan de mantenimiento basado en la confiabilidad que establece una nueva estructura de generación y análisis de información histórica, la determinación y clasificación de las probabilidades de fallas de los alimentadores según su criticidad, la planificación del mantenimiento en función del nivel de confiabilidad de los alimentadores y la optimización del uso de los recursos disponibles, sin necesidad de contar con personal adicional, reasignando tareas que buscan la mejora permanente del nuevo plan.

12. CONCLUSIONES GENERALES

Se propone un nuevo plan de mantenimiento basado en el procedimiento RCM, el proceso como tal, deberá ser implementado gradualmente ya que las condiciones de un alimentador a otro varían, debiendo migrar del tipo de mantenimiento empleado actualmente al propuesto, considerando las recomendaciones y procedimientos mencionados. En cuanto a la periodicidad, solo será posible la estimación de las fallas en cuanto se tenga un adecuado relevamiento de información en cada tramo de la línea y se identifiquen precisamente los estados de interrupción y las condiciones bajo las cuales ocurrió específicamente para poder ir generando la retroalimentación del proceso logrando de esta manera la optimización de recursos dentro la empresa.

Se identificaron los alimentadores con mayor cantidad de interrupciones habiendo analizado su duración revisando registros históricos de los últimos cinco años, encontrando patrones de comportamiento definidos por los tiempos medios entre falla, limitándose a trabajar sobre datos que influyen a la de Distribución primaria, empleando los datos referidos a causas internas de la red.

Se estimaron las pérdidas económicas considerando la energía no suministrada, a partir de la implementación del nuevo plan de mantenimiento se busca reducir estas



cifras planteando la necesidad de planificar los trabajos, debiendo priorizar los alimentadores en condiciones intolerables en cuanto a las inspecciones y modificaciones necesarias. Se observó que las interrupciones en redes secundarias, representan gran pérdida económica por concepto de energía no suministrada, originada por problemas en instalaciones internas.

Se identificó el impacto que tienen los componentes sobre las interrupciones y sus posibles modos de falla a través de la elaboración del árbol de fallas, debiendo estar consciente de la condición de falla en la que operan, pues seguramente presentarán una interrupción en el momento menos pensado, siendo necesario realizar las inspecciones pertinentes., teniendo siempre en cuenta que se deberán generar los registros mencionados para aprovechar de mejor manera esta técnica.

A partir de la aplicación del método RCM se observará la incidencia que tendrá en los aspectos regulatorios, mejorando los índices de frecuencia, confiabilidad y disponibilidad.

13. RECOMENDACIONES DE LA INVESTIGACIÓN

El trabajo presentado recomienda la implementación de una base de datos en la cual se identifiquen adecuadamente las interrupciones, así como los componentes afectados ya que en condiciones de falla, sus características podrían haber sufrido modificaciones, representando un riesgo de falla oculta que podría ocasionar problemas posteriores.

Un adecuado ordenamiento de la información por alimentadores podría facilitar enormemente la implementación de este nuevo método de mantenimiento, partiendo de las condiciones de operación en las cuales se encuentran las diferentes líneas tomando en cuenta los tiempos mencionados en tablas anteriores.

Si bien se planteó como objetivo la propuesta de un plan de mantenimiento, aquí se dieron las pautas de inicio del nuevo proceso y se estimaron indicadores para

priorización de algunos tramos que podrían ser el inicio de un relevamiento y ordenamiento de la información a partir del método planteado.

Como se observó en las tablas inicialmente presentadas, la incidencia de los cortes en distribución secundaria tiene un alto porcentaje en las pérdidas económicas. Sería interesante analizar las condiciones de falla que se generan, así como sus motivos.

A continuación se presenta la matriz de sistematización del capítulo (Tabla 3.14).

Tabla 3.15 (Continuación)
Matriz de Síntesis de Resultados, Conclusiones y Recomendaciones de la Investigación

Objetivos específicos	Variables	Resultados	Conclusiones generales	Recomendaciones
Identificar los alimentadores con mayor cantidad de interrupciones	Método de análisis de criticidad y método de mantenimiento basado en la confiabilidad (RCM)	Se determinaron los alimentadores con mayor número de interrupciones, tiempo medio entre fallas y las tasas de falla.	No existen los historiales correspondientes que permitan conocer el estado de los diferentes componentes.	Con el fin de reducir las interrupciones se deberá generar la información necesaria que permita conocer el estado de los componentes de los alimentadores
Elaborar un plan de mantenimiento preventivo basado en la confiabilidad que reduzca la posibilidad de fallas en las redes de distribución.	Método de análisis de criticidad y método de mantenimiento basado en la confiabilidad (RCM)	Se determinó a partir del método de criticidad los alimentadores en condiciones aceptables e intolerables, información en base a la cual se sentaron las bases para la implementación del método RCM, siendo necesaria mayor cantidad de información para presentar un plan	La implementación del método RCM es factible de ser aplicada, siendo necesaria la generación de datos para plantear un adecuado método de mantenimiento,	Se recomienda realizar el relevamiento de los alimentadores más críticos y comenzar la generación de información gradualmente , para poder de esta manera planear la implementación del RCM

Fuente: *Elaboración propia*

Tabla 3.15 (Continuación)
Matriz de Síntesis de Resultados, Conclusiones y Recomendaciones de la Investigación

Objetivos específicos	Variables	Resultados	Conclusiones generales	Recomendaciones
Estimar las pérdidas económicas para la empresa generadas por las interrupciones.	Costos US\$	Se presentan en las tablas resumen los montos asociados a las pérdidas de la empresa por interrupciones	Las pérdidas por causas de origen interno podrían ser evitadas de adoptarse el nuevo método de mantenimiento	La aplicación gradual del RCM incidirá en la reducción de interrupciones, teniendo como resultado la reducción de pérdidas económicas
Identificar el impacto que tienen los componentes sobre las interrupciones y sus posibles modos de falla.	Orígenes y causas que provocan las fallas de origen interno en Subtransmisión y Distribución Secundaria	La información analizada responde a criterios de fallas de origen interno, no se analizaron orígenes y causas por falta de información	Existen gran cantidad de fallas que no tienen claramente identificadas las causas de las interrupciones	La operadora debería tener una base de datos que permita identificar de manera más específica las fallas que se presentan en la red identificando las fallas presentadas en los componentes.

Fuente: *Elaboración propia*

Tabla 3.15 (Continuación)
Matriz de Síntesis de Resultados, Conclusiones y Recomendaciones de la Investigación

Objetivos específicos	Variables	Resultados	Conclusiones generales	Recomendaciones
Reducir los índices de Frecuencia y tiempo de interrupciones considerando los estipulados por el Reglamento de Calidad, mejorando el producto técnico.	Cantidad de interrupciones, tiempo estimado entre fallas, escala de Frecuencia, Severidad y matriz de aceptabilidad	Como se observa en las tablas, los índices se encuentran dentro lo previsto por la Normativa, el objetivo en la reducción es mejorar estos factores pero sobre todo la confiabilidad del sistema	Se podrían rebajar mucho más los índices que tiene la operadora mejorando la confiabilidad del sistema.	Es necesario que se genere información histórica de los activos de los diferentes alimentadores para tener registros que permitan un mejor conocimiento de las condiciones de operación de las diferentes instalaciones

Fuente: *Elaboración propia*



CAPITULO IV PROPUESTA DE MEJORAMIENTO

1. OBJETIVOS

El objetivo principal de la propuesta presentada, es plantear el procedimiento necesario para poder adecuar el mantenimiento realizado actualmente en la operadora a la técnica del RCM partiendo de la información presentada anteriormente.

Plantear esta metodología es tan simple como ir actualizando y verificando el grado de utilización, y someter a pruebas o ensayos a aquellos elementos los cuales estén próximos a finalizar su vida útil, o a las recomendaciones del suministrador, anteponiéndonos a posibles fallos que puedan causar errores inesperados y no permita el correcto funcionamiento.

2. BENEFICIOS ESPERADOS

Los beneficios que brindará la nueva técnica alcanzará no solo a los clientes sino también a la empresa, generando mayores ingresos y optimizando los materiales y horas hombre empleados para los diferentes trabajos asociados a mantenimiento, mejorando la confiabilidad de la red, disponibilidad de los activos y calidad del producto técnico.

3. DESARROLLO DE LA PROPUESTA

La propuesta planteada para el siguiente trabajo surge en base a la Norma SAE JA1011 “Criterios de Evaluación para procesos de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad” que señala que cualquier proceso debe asegurarse de responder satisfactoriamente las siguientes siete preguntas y además ser respondidas en la secuencia que se muestra:

- a. ¿Cuáles son las funciones deseadas y los estándares de desempeño asociados del activo en su contexto operacional presente (funciones)?

Al encontrarse la operadora en un mercado regulado donde se deben cumplir los índices de calidad y continuidad establecidos por la Normativa, se desea que los

activos en su contexto operacional analizado (Sistema de Subtransmisión y Distribución Primaria) garanticen la confiabilidad y disponibilidad de las diferentes instalaciones, cubriendo la demanda total del área de operación.

b. ¿De qué maneras puede fallar al cumplir sus funciones (fallas funcionales)?

Existen muchas alternativas diferentes para que estos sistemas fallen, ya que están compuestos de muchos elementos, que si bien cumplen estándares de funcionamiento y fabricación, siempre existe la posibilidad de algún defecto de fábrica, mala manipulación, procedimiento equivocado de montaje, etc., condiciones que pueden llevar a los materiales a no operar en condiciones nominales que podrían originar el riesgo de falla por este motivo.

c. ¿Qué causa cada falla funcional (modos de falla)?

Los modos de falla pueden ser de origen interno o de origen externo. Las fallas de origen externo corresponden a aquellas que escapan de la responsabilidad de la distribuidora por tanto es importante solo analizar las de origen interno que pueden ser directamente atribuibles a la red (Deterioro de equipo, mantenimiento inadecuado, sobrecarga, error de operación, etc.), también están las interrupciones debidos a factores climáticos o terceros las cuales no pueden ser previstas o analizadas bajo los criterios antes descritos.

d. ¿Qué pasa cuando ocurre cada falla funcional (efectos de falla)?

Cuando ocurre una falla funcional, se produce un corte de energía eléctrica que, dependiendo de su magnitud y ubicación, causa perjuicios para los usuarios y el traslado inmediato de personal de mantenimiento para ubicar y reparar la falla lo cual representa un costo a la empresa también.

e. ¿De qué manera afecta cada falla (consecuencias de falla)?

Las causas de una falla son variadas, el primer afectado es el usuario final, teniendo como consecuencia y dependiendo de la categoría del consumidor, perjuicios en

procesos industriales, si fuera el caso. Para la empresa representa pérdidas económicas por concepto de energía no suministrada además del trabajo asociado para reponer el servicio independientemente de la hora del día. También podría ser pasible de reducciones si se superaran los índices establecidos por el regulador.

En casos mucho más extremos puede tener como consecuencia la muerte de personal del operador, personas, ganado o incendio de instalaciones.

f. ¿Qué se debe hacer para predecir o prevenir cada falla (tareas proactivas e intervalos de tareas)?

El primer paso para predecir o prevenir cada falla fue el presentado en este trabajo el cual analizo las interrupciones para determinar los alimentadores más críticos en cuanto a cantidad de interrupciones registradas en el último tiempo.

El siguiente paso deberá ser un adecuado relevamiento de información del estado de los diferentes activos que componen cada alimentador para generar una base de datos que permita conocer el tiempo que se encuentra en operación y si fuera el caso establecer la cantidad de fallas que soportaron para establecer el grado de desgaste que tiene.

Las tareas proactivas que deberán realizarse responden a los tres tipos señalados dependiendo en qué condiciones se encuentren los diferentes alimentadores.

Para alimentadores aceptables se deberá realizar el mantenimiento detectivo y lo más probable también correctivo pues lo más probable es que se tengan condiciones de falla ocultas.

En el caso de alimentadores tolerables el mantenimiento deberá ser detectivo y preventivo también ya que se tienen registros que pueden dar patrón de comportamiento de los diferentes tramos.

En el caso de las líneas en condiciones intolerables, el mantenimiento deberá ser sobre todo detectivo ya que por diversas causas las interrupciones son más frecuentes

en estos casos debiendo individualizar los motivos recurrentes para analizar la necesidad de modificaciones en este tramo.

De todos los trabajos mencionados es importante generar una base de datos por alimentador partiendo de los mantenimientos detectivos y los materiales cambiados, teniendo una referencia de partida para predecir las fallas en función de los tiempos de vida útil de los componentes y las fallas que pudieran haber afectado su funcionamiento.

Importante que la base de datos sea lo más específica posible, de tal manera se garantizara la veracidad de la información.

Para determinar la frecuencia de los trabajos de mantenimiento mencionados, es necesario que tengamos mayor y mejor información al respecto con el fin de tratar de acercarnos lo más posible al nuevo método RCM.

El paso fundamental es la conformación de un grupo de análisis que trabaje inicialmente recabando toda la información disponible y generar las planillas que se adecuen al sistema en funcionamiento para posteriormente planificar el cambio de modalidad de mantenimiento.

g. ¿Qué se debe hacer si una tarea proactiva que conviene no está disponible (acciones predeterminadas)?

Lo más adecuado es mantener registro del momento en que ocurran las fallas y las medidas que se tomen para poder de esta manera generar la información que permita en el futuro evaluar que tarea proactiva se adapta más a los trabajos rutinarios de mantenimiento.

3.1. EQUIPO PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN TÉCNICO DE MANTENIMIENTO

Durante las etapas de implementación del RCM, se deberán crear tres grupos interdisciplinarios: grupo de gestión, grupo de análisis, grupo de información.

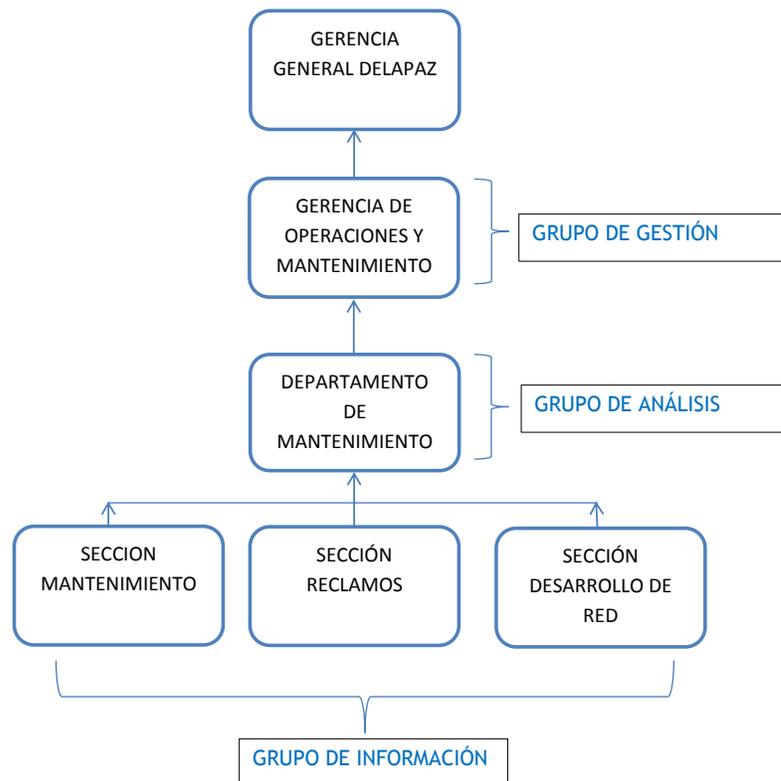
Grupo de gestión, incluye a los responsables de los servicios de mantenimiento, producción y calidad, el grupo es liderado por el jefe del proyecto RCM, quien supervisa la aplicación del método. Este grupo define las tareas a realizar, los miembros de los otros grupos, evalúan los resultados de los otros grupos.

El Grupo de análisis, prepara en detalle los análisis a realizar.

Grupo de información, Se encarga de recolectar los datos en terreno. Son los que más conocen a los equipos. Evalúa el análisis preparado por el grupo piloto.

A continuación se presenta el organigrama propuesto para la implementación del nuevo método de mantenimiento.

Figura 4.1
Organigrama Propuesto



Fuente: *Elaboración propia*

3.2. ANÁLISIS DE FALLA

El modo de falla se describe como la manera en que un equipo llega a no cumplir su función.

Los modos de falla se especifican según el impacto de la falla en la seguridad, producción y calidad, frecuencia de las fallas, fallas no detectables o con poca detectabilidad durante el funcionamiento del equipo, efectos inducidos de la falla: influencia en la seguridad y efectos económicos.

A partir del análisis de Pareto realizado es que se observa cuáles son los alimentadores con mayor cantidad de interrupciones y cuyos trabajos de mantenimiento deben ser programados para poder reducir el tiempo de indisponibilidad (Tabla 4.1).

Tabla 4.1
Interrupciones por alimentador

SUBESTACIÓN	CÓDIGO	ALIMENTADOR	INTERR.	HRAS.
Cota Cota	C04	Chasquipampa	12	59,88
Kenko	Y01	Yacimientos	14	43,51
Cosmos	C08	CADE	9	26,12
Kenko	D02	2 de Febrero	2	24,54
Cosmos	L04	Libertad	6	22,55
Achacachi	P07	Pueblo Achacachi	5	21,82
Rio Seco	L06	Laja	3	17,96
Viacha Pueblo	C09	CBN	5	15,98
Rio Seco	V07	Villa Ingenio	5	15,49
Viacha Pueblo	P06	Pueblo de Viacha	5	14,11
Av. Arce	M04	Montículo	4	13,9
Rio Seco	V08	Villa Los Andes	5	11,61
Rio Seco	H02	Huayna Potosi	9	10,53
Alto Achachicala	M07	Mercurio	6	10,09
Rosassani	A08	Arce	5	9,7
Av. Arce	S08	Sopocachi	2	8,48
Planta Achachicala	I01	Industrial 1	4	7,33
Viacha Pueblo	F10	Ferroviario	4	7,24



Tabla 4.1 (Continuación)
Interrupciones por alimentador

SUBESTACIÓN	CÓDIGO	ALIMENTADOR	INTERR.	HRAS.
Munaypata	T03	Tembladerani	5	6,08
Cosmos	L05	Luis Espinal	8	5,59
COTA COTA	A02	ACHUMANI	3	5,43
Caiconi	V06	Villa Fatima	7	4,59
Rosassani	L02	Libertador	3	4,13
Tembladerani	L01	Landaeta	3	3,85
Challapampa	N01	Norte	1	3,7
Catacora	T02	Teatros	2	3,45
Kenko	M03	Molino Andino	3	3,43
Challapampa	S01	San Francisco	1	3,37
Tembladerani	J01	Jaimes Freyre	3	3,25
Bologna	B02	Bosque Bologna	1	2,72
Tarapaca	C50	Caluyo	6	2,56
Planta Achachicala	I04	Industrial 4	2	2,41
Rio Seco	B05	Brasil	4	2,36
El Alto	V04	Villa Dolores	3	2,32
Munaypata	S13	Segundo Bascones	2	2,19
Caiconi	P03	Puerto Rico	6	2,15
Cosmos	S12	San Luis	4	2,12
Challapampa	P01	Perez Velazco	2	2
Catacora	P10	Potosi	2	1,9
Tarapaca	P05	Pacajes	3	1,86
Cota Cota	M08	Meseta	4	1,73
El Alto	V02	Villa 16 de Julio	5	1,73
Catacora	V09	Villa Pabon	2	1,65
Bologna	K02	Kupini	1	1,52
Bologna	S05	Seguencoma	2	1,5
Munaypata	G02	Gallardo	1	1,45
Munaypata	C05	Chijini	3	1,32
Bologna	B04	Bella Vista	1	1,28
Cosmos	C60	Cosmos 79	4	1,26
Rosassani	C07	Cuarto Centenario	1	1,18
Pampahasi	S14	Salome	1	1,12
Munaypata	G01	Garita	2	1,09



Tabla 4.1 (Continuación)
Interrupciones por alimentador

SUBESTACIÓN	CÓDIGO	ALIMENTADOR	INTERR.	HRAS.
Av. Arce	P02	Plaza Espana	1	0,97
Tarapaca	V03	Villa Bolivar	2	0,97
Catacora	T04	Tejada Sorzano	2	0,79
Bologna	I06	Irpavi	1	0,78
El Alto	A09	Alto Lima	4	0,78
Cota Cota	S03	San Miguel	1	0,77
Cosmos	C80	Charapaqui	2	0,75
Catacora	B01	Bancos	1	0,72
El Alto	V01	Villa 12 de Octubre	4	0,66
Cota Cota	K03	Koani	2	0,48
Planta Achachicala	I02	Industrial 2	2	0,44
Planta Achachicala	I03	Industrial 3	1	0,43
Cota Cota	C15	Coqueni	1	0,4
Kenko	H70	Horizontes	2	0,4
Av. Arce	F01	Federico Suazo	1	0,38
Kenko	S06	Senkata	1	0,37
Kenko	V11	Villa Adela	1	0,37
Challapampa	L03	Local	1	0,22
Challapampa	T01	Taborga	1	0,22
Bologna	O01	Obrajes	2	0,22
Tembladerani	P09	Pasankery	4	0,22
Alto Achachicala	C14	Chacaltaya	2	0,2
Tarapaca	S11	Santiago	3	0,2
Challapampa	C06	Club La Paz	1	0,18
Rio Seco	V05	Villa Esperanza	1	0,18
Rosassani	S10	Seis de Agosto	1	0,18
Rosassani	A04	Av. Los Leones	2	0,17
Kenko	S07	Simsa	1	0,1
Caiconi	I05	Iturralde	4	0,08
Caiconi	A03	Avenida Busch	3	0,07
Tembladerani	B03	Buenos Aires	2	0,05
Av. Arce	H01	Hospitales	2	0,05
Tarapaca	V10	Villa Tejada	2	0,04
Tembladerani	C11	Cristo Rey	1	0,03



Tabla 4.1 (Continuación)
Interrupciones por alimentador

SUBESTACIÓN	CÓDIGO	ALIMENTADOR	INTERR.	HRAS.
Challapampa	V13	Villa Victoria	1	0,02
Cota Cota	M05	Munos Reyes	1	0,02
Tembladerani	T05	Tacagua	1	0,02

Fuente: *Elaboración propia*

Según la tabla anterior y el diagrama de Pareto antes presentado, es que se observa que la curva se divide en tres zonas: A, B y C. La Zona A muestra que aproximadamente 20% de las fallas producen el 80% de los costos; las fallas en esta zona deben claramente ser priorizadas. En la zona B se concentran 15% de los costos, que son producidos por el 30% de las fallas. La zona C solo concentra 5% de los costos producidas por el 50% de las fallas. Estas fallas tienen la prioridad de solución más baja.

Las siguientes decisiones de mantenimiento deben ser tomadas:

Los componentes que componen la zona A deben recibir los mayores esfuerzos de mantenimiento, un programa de mantenimiento preventivo, monitoreo de su condición, nivel adecuado de stock de repuestos.

Un esfuerzo menor será concentrado en los alimentadores pertenecientes al grupo B.

Los elementos del grupo C no requieren mantenimiento preventivo hasta una nueva evaluación.

3.3. ELABORACIÓN DEL PLAN TÉCNICO DE MANTENIMIENTO

Creación del plan de mantenimiento técnico, el grupo equipos debe entregar el plan de mantenimiento, que debe incluir el tipo de operación (procedimiento completo), tipo de mantenimiento, período de intervención, observaciones particulares, seguridad, confidencialidad, calificación y número de personal de intervención, tiempo de intervención, tipo y número de repuestos, tipo y número de herramientas y equipos, referencia a la documentación técnica necesaria.



Para ello el grupo se sirve de los elementos siguientes consistente en históricos de otros equipos similares, datos provistos por el fabricante, se obtiene la lista de tareas mostrada en la siguiente figura.

Figura 4.2
Lista de tareas por componente

FICHA DEL PLAN TÉCNICO								
SUBESTACIÓN: ALIMENTADOR:				SECCIÓN: FECHA:				
N°	MODO DE FALLA	CAUSA DE LA FALLA	COMPONENTE	TRABAJO PROPUESTO	INTERVALO PREVENTIVO	PERSONAL REQUERIDO	OBSERVACIONES	TIEMPO RESOLUCIÓN
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								
11								
12								
13								
14								
15								
APROBADO POR:						V° B°:		

Fuente: *Manual del Ingeniero de Mantenimiento*

Para la planificación de tareas, los resultados anteriores se programan en la ficha de la siguiente figura. Este programa constituye la base y debe ser enriquecido con la experiencia.

Figura 4.3
Ficha de planificación de tareas

PLANIFICACIÓN DE TAREAS						
SUBESTACIÓN: ALIMENTADOR:				SECCIÓN: FECHA:		
N°	COMPONENTE	TAREAS	PERSONAL EJECUCIÓN	COMENTARIOS	FECHA INTERVENCIÓN	TIEMPO RESOLUCIÓN
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						
APROBADO POR:				V° B°:		

Fuente: *Manual del Ingeniero de Mantenimiento*

3.4. OPTIMIZACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO

La experiencia puede ser usada para mejorar el programa de mantenimiento al examinar la eficacia de cada acción y determinando su costo en relación al costo de falla que evita.

El feedback se logra a través del historial de los siguientes datos: datos ligados a la confiabilidad, eventos, históricos de equipos, documentación específica.

También se puede comparar respecto de datos externos de otras empresas (benchmarking).

Es conveniente la implementación de indicadores que permitan seguir la evolución a largo plazo de la política seguida.

3.5. FUNCIONES ORGANIGRAMA PROPUESTO

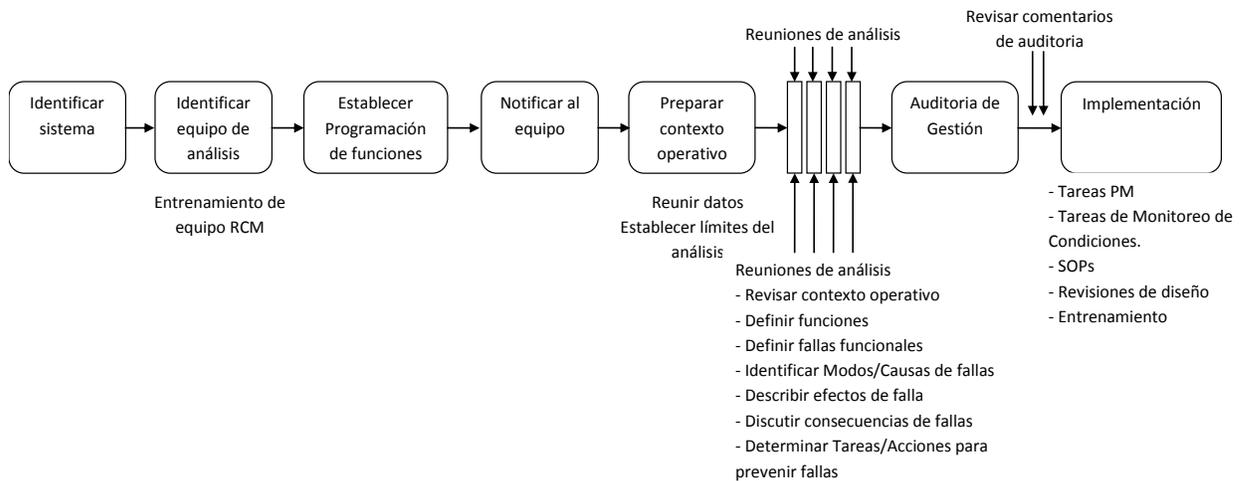
En primera instancia se encuentra la Gerencia General que es el ejecutivo que brinda su apoyo comprometido a maximizar los beneficios del RCM y embeber las habilidades necesarias para hacerlo.

Dentro del grupo de Gestión se encuentra la Gerencia de Operación y Mantenimiento responsable típicamente del mantenimiento, quien puede comunicarse de hacia arriba/abajo efectivamente, debe creer firmemente que RCM es importante para la organización, quiere buscar experiencia en confiabilidad y puede gestionar proyectos complejos; Requerirá de capacitación y tutoría. Debe apoyar un enfoque proactivo, proporcionar recursos, mejorar el desempeño e impulsar el cambio.

El grupo de análisis estará compuesto por el Departamento de Mantenimiento y Reclamos y estará conformado por los mejores técnicos expertos en el tema con experiencia de primera mano en todos los oficios, además, el operario más experimentado; Asegura que el proyecto evite los tiempos altos de utilización de personal, no tiene conflicto con otras prioridades.

El grupo de información estará conformado por las Secciones de Mantenimiento, Reclamos y Desarrollo de Red encargado de la recolección y registro de la información.

Figura 4.4
Diagrama de proceso de un proyecto RCM



Fuente: *Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad – Guía del Gerente de Proyecto*

Para cumplir los objetivos de la organización como ser aumentar la cultura de confiabilidad y el pensamiento proactivo, entonces se deben recolectar los comentarios de todos los miembros del equipo RCM. Los comentarios brindarán una retroalimentación poderosa para mejorar el proceso, aumentar el apoyo y la moral, fomentar la aplicación de RCM y apoyar la aceptación e implementación de las tareas de mantenimiento especificadas por RCM.

Implementar tareas de mantenimiento específicas de RCM significa la coordinación de muchas partes distintas, incluyendo la gestión de mantenimiento, operaciones, seguridad, adquisición, tiendas, capacitación, planificación/programación, y oficios. Algunas de las actividades necesarias incluyen:

- Recopilar información de las tareas RCM en trabajos específicos para cada oficio o para intervalos de tiempo (llamado empaquetamiento de tareas).

- Identificación de recursos de tareas de mantenimiento y operaciones requeridos (por ej. Dinero, tiempo, mano de obra).
- Coordinación con autoridades gubernamentales u otras partes afectadas.
- Escritura, demostración y aprobación de los procedimientos.
- Adquisición de herramientas especiales, partes y consumibles necesarios para realizar los procedimientos ordenados por las estrategias de mantenimiento derivadas de RCM.
- Capacitación, o al menos orientación, sobre los nuevos procedimientos para aquellos que tendrán que realizarlos, incluyendo mantenimiento, operaciones, planificación, programación, tiendas y compras.
- Planear y programar los nuevos procedimientos basados en RCM.

Creación base de datos relacionados al sistema de gestión de mantenimiento computarizado o al sistema gestión de activos de la empresa.

Ejecución inicial del sistema que fue sujeto del proyecto RCM consiste en establecer puntos de referencia del programa de mantenimiento que permite obtener mediciones consistentes y brinda una base para la mejora continua.

Revisar y abordar ítems de interés (por ejemplo, modificaciones de diseño y otras recomendaciones que no están relacionadas con el mantenimiento).

4. RESULTADOS ESPERADOS

Los resultados del análisis son de 4 tipos: Conocer las funciones utilizadas, conocer las fallas y causas de falla, definir un programa de mantenimiento preventivo para cada equipo, responsabilizar al personal.

Los beneficios a obtener de un programa de mantenimiento planificado son la mayor atención a la seguridad del personal, mejoramiento del funcionamiento de los equipos, mejor estimación de costos de mantenimiento, extensión de la vida de los equipos, hacer participar a producción en el estado de los equipos, lograr la cooperación, producción/mantenimiento y responsabilizar al personal.

El método RCM puede ser visto como un primer paso hacia el mantenimiento productiva total y las certificaciones dado que permite definir las misiones de cada uno, desarrollar el mantenimiento preventivo vs el correctivo, crear un plan de mantenimiento, implementar el análisis de modos de falla, desarrollar bases de datos para lograr un mejoramiento continuo.

La implementación RCM puede parecer un proyecto complejo en sí mismo. Una implementación exitosa depende de la existencia de un plan de implementación detallado que liste qué debe hacerse, quién es el responsable de hacerlo y cuándo debe estar completado el trabajo. El plan está listo para ser ejecutado cuando todos los involucrados en la autorización de cambios, la disponibilidad de recursos y la realización de tareas, incluyendo la estrategia de mantenimiento RCM, entienden completamente el plan y acceden a llevarlo a cabo. Si una organización tiene un procedimiento de manejo de cambios establecido, aprovéchelo.



GLOSARIO

Cve.	Descripción
AE:	Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad
Causa de falla:	Circunstancias asociadas con el diseño, manufactura, instalación, uso y mantenimiento que hayan conducido a una falla.
Criticidad:	Es un indicador proporcional al riesgo que permite establecer la jerarquía o prioridades de procesos, sistemas y equipos, creando una estructura que facilita la toma de decisiones acertadas y efectivas, y permite direccionar el esfuerzo y los recursos a las áreas donde es más importante y/o necesario mejorar la confiabilidad y administrar el riesgo.
CIER:	Comisión de Integración Energética Regional
DELAPAZ:	Distribuidora de Electricidad de La Paz S. A.
Falla funcional:	Es cuando el ítem no cumple con su función de acuerdo al parámetro que el usuario requiere.
Frecuencia media de interrupción:	Es el número de interrupciones que en promedio, cada Consumidor del sistema en análisis sufrió en el semestre de control.
Kwh:	kilo watt-hora
Modo de falla:	Es la forma por la cual una falla es observada. Describe de forma general como ocurre y su impacto en la operación del equipo. Efecto por el cual una falla es observada en un ítem fallado. Hechos que pueden haber causado cada estado de falla.
RCM:	Reliability Centered Maintenance, Mantenimiento centrado en la confiabilidad
SAE JA1011:	Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes. JA1011. USA
SIN:	Sistema Interconectado Nacional
Tasa de falla:	Número de fallas observadas en un tiempo de operación
Tefm:	Tiempo estimado entre fallas



Tiempo total de interrupción: Es el período de tiempo que en promedio, cada consumidor del sistema en análisis queda privado del suministro de energía eléctrica en el período semestral de evaluación.

Tiempo estimado entre fallas: Promedio de tiempo transcurrido entre una falla y la siguiente.

TPM: Total Productive Maintenance, Mantenimiento total productivo



BIBLIOGRAFÍA

- **GAUDINO, GABRIEL ANGEL.** 2014. Replanteo conceptual del Mantenimiento. Comisión de Integración Energética Regional. Montevideo, Uruguay.
- **ARANCIBIA ÓRDENES, RODRIGO EDUARDO.** Plan de Mantenimiento basado en criterios de confiabilidad para una empresa de distribución eléctrica. Tesis de Grado, Universidad de Chile. Carrera de Ingeniería Eléctrica. Santiago, Chile. 70 p.
- Manual de indicadores de Mantenimiento. 48 p.
- Manual del ingeniero de Mantenimiento. 281p.
- **CADICK CORPORATION,** Reliability Centered Maintenance White paper. Texas, Estados Unidos. 7 p.
- **ESPINOZA FUENTES FERNANDO,** Charlas especiales para gestión del mantenimiento.
- **CORREA TAPASCO, EVER JULIAN.** Mejoramiento de los índices de continuidad del servicio de energía eléctrica en sistemas de distribución, a partir de la determinación de la distancia de la falla. Tesis de Grado, Universidad Tecnológica de Pereira. Carrera de Ingeniería Eléctrica. Pereira, Colombia. 227 p.
- **VENEGAS CASTRO, JAIME GUILLERMO.** Metodologías de evaluación de costo de fallas en sistemas eléctricos. Tesis de Grado, Universidad Católica de Chile. Carrera de Ingeniería Eléctrica. Santiago, Chile. 79 p.
- **ORDOÑEZ SANCLEMENTE, JORGE PAVEL Y NIETO ALVARADO LEONARDO GABRIEL,** Mantenimiento de sistemas eléctricos de distribución. Proyecto de Grado, Universidad Politécnica Salesiana. Carrera de Ingeniería Eléctrica. Guayaquil., Ecuador. 102 p.
- **GONZALES –LOGATT, FRANCISCO M.** (2007), Elementos de Líneas de Transmisión aéreas. Venezuela. 56 p.

- **INTERNATIONAL COOPER ASOCIATION.** (2014). Gestión de activos en el sector eléctrico de América Latina, México. num 2, p. 1-40
- **SAE.** (2009). Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes. JA1011. USA
- RCM-Mantenimiento Centrado en la confiabilidad (2005). Recuperado de www.rcm-confiabilidad.com.ar
- **FIBERTEL, JUAN.** (2007, noviembre 15). RCM – Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. Recuperado de <https://www.gestiopolis.com/rcm-mantenimiento-centrado-en-confiabilidad/>
- **AUTORIDAD DE FISCALIZACION Y CONTROL SOCIAL DE ELECTRICIDAD.** (2015). Memoria anual 2015, Bolivia. 106 p.



ANEXO 1

CÁLCULO DE COSTOS ASOCIADOS A LAS INTERUPCIONES

ANEXO 1

Cálculo de pérdidas económicas asociadas a las interrupciones

En primera instancia se definió la tarifa con la cual se calcularían las pérdidas económicas optando por el costo promedio del Departamento de La Paz sin IVA (cUS\$/kWh), extraído del Cuadro V-8 del Anuario estadístico de la Autoridad de Electricidad mostrado a continuación:

Tabla A1
Tarifa promedio energía a consumidor final

Año	Costo [cUS\$/kWh]
2011	7,65
2012	7,88
2013	8,30
2014	8,70
2015	9,09
Promedio	8,32

Fuente: Memoria anual 2015, Autoridad de Electricidad

Habiendo determinado el precio promedio de la energía para el consumidor final es que en las tablas de interrupciones se procedió a calcular el costo estimado de pérdida energía considerando los kVA de potencia afectada y el número de usuarios sin energía bajo la siguiente relación:

$$Perdida = Costo \left[\frac{cUS\$}{kWh} \right] \times tiempo[h] \times (Ptrf[kVA] + 0.3 \times Ncon[kVA])$$

Donde se tiene que Ptrf es la potencia registrada por la interrupción en kVA y Ncon es la cantidad de consumidores afectados, considerando una potencia promedio de 0.3 kVA de utilización individual como parámetro de referencia.