



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**PLAN DE MANTENIMIENTO
BASADO EN CRITERIOS DE CONFIABILIDAD
PARA UNA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

RODRIGO EDUARDO ARANCIBIA ÓRDENES

**PROFESOR GUIA:
LUÍS VARGAS DÍAZ**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN
JORGE LÓPEZ HIDALGO
OSCAR MOYA ARAVENA**

**SANTIAGO DE CHILE
2008**

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: RODIGO ARANCIBIA ÓRDENES
FECHA: 27/06/2008
PROF. GUIA: Sr. LUÍS VARGAS DÍAZ

“PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN CRITERIOS DE CONFIABILIDAD PARA UNA
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA”

El objetivo de este trabajo ha sido desarrollar métodos y técnicas apropiadas para soportar estrategias de Mantenimiento Preventivo en los sistemas eléctricos de distribución. Desarrollar una metodología que permita evaluar, diagnosticar y predecir la confiabilidad en redes de distribución eléctrica en base a un historial de eventos y a lo establecido en la actual normativa eléctrica.

Se presenta un plan de mantenimiento aplicable a redes de media tensión para una empresa de distribución de energía eléctrica, basado en criterios de confiabilidad. El modelo se construye con la unión de múltiples conceptos identificados en las principales fuentes bibliográficas consultadas de modo de obtener una metodología coherente y sistemática de fácil implementación.

Se presenta y describe de forma resumida el orden lógico de los diversos procedimientos requeridos, la necesidad para la interacción entre el sistema y niveles de componentes, y una indicación de los tipos diversos de datos de entrada necesarios.

Se plantea una metodología RCM adaptada como la base para el desarrollo del plan de mantenimiento donde se propone un método para definir la importancia de componentes individuales en una red con relación al costo total de interrupción. El resultado principal es un índice de importancia para cada componente. Este índice puede servir para la evaluación de acciones de mantenimiento. Además, el índice de importancia se usa para calcular la contribución de componentes en el costo total de interrupción de sistema.

Éste es un primer paso para obtener una solución óptima de mantenimiento. Un estudio de casos es realizado para un sistema aéreo de líneas rurales. El estudio de aplicación demuestra que los índices son posibles de implementar en redes eléctricas reales y que pueden servir para priorización de mantenimiento.

La estructura de la memoria sigue el mismo orden utilizado para desarrollar la metodología propuesta. Esto quiere decir, la primera parte incluye la estructura y modelamiento de sistemas eléctricos de distribución, en segundo término se presenta la evaluación de técnicas generales de confiabilidad y las estrategias de mantenimiento. Esto es seguido con el desarrollo de la metodología y algoritmo propuesto para ser aplicado a sistemas reales de distribución. Finalmente con la experiencia ganada en el sistema de prueba se procede con la formulación de la metodología general.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

| | Página |
|--|---------------|
| RESUMEN | ii |
| ÍNDICE DE CONTENIDOS | iii |
| ÍNDICE DE ILUSTRACIONES Y CUADROS | v |
| LISTA DE DEFINICIÓN DE SÍMBOLOS | vi |
| I. INTRODUCCIÓN | |
| 1.1 Presentación del Problema..... | 1 |
| 1.2 Antecedentes Generales..... | 2 |
| 1.3 Objetivos y Alcances del Trabajo..... | 5 |
| 1.4 Aportes del Presente Trabajo..... | 6 |
| 1.5 Organización de la Memoria..... | 6 |
| II ESTADO DEL ARTE | |
| 2.1 Revisión Bibliográfica..... | 8 |
| III SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN | |
| 3.1 Estructura de los Sistemas de Distribución..... | 11 |
| 3.2 Modelamiento Red de Distribución..... | 13 |
| IV CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN | |
| 4.1 Concepto General..... | 19 |
| 4.2 Índices de Confiabilidad..... | 19 |
| 4.3 Métodos Utilizados para Evaluar Confiabilidad..... | 24 |
| 4.4 Medidas para mejorar la Confiabilidad..... | 32 |

| | | |
|-------------|--|----|
| V | HERRAMIENTAS FILOSÓFICAS Y ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO | |
| 5.1 | Introducción..... | 33 |
| 5.2 | Estrategias de Mantenimiento..... | 33 |
| 5.3 | Cambios y Nuevas Tendencias en Mantenimiento..... | 36 |
| VI | MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM) | |
| 6.1 | Aspectos Generales de RCM..... | 38 |
| 6.2 | El método RCM..... | 39 |
| 6.3 | Análisis de Criticidad y Optimización..... | 43 |
| 6.4 | Aplicaciones Documentadas de RCM..... | 47 |
| VII | DESARROLLO METODOLÓGICO PARA EL PLAN DE MANTENIMIENTO | |
| 7.1 | Introducción..... | 49 |
| 7.2 | Esquema General para el Plan de Mantenimiento..... | 49 |
| 7.3 | Metodología para Evaluación de Confiabilidad..... | 52 |
| 7.4 | Análisis de Criticidad y Potencial de Mantenimiento..... | 54 |
| VIII | APLICACIONES | |
| 8.1 | Introducción..... | 55 |
| 8.2 | Sistema Rural BUIN de CGE Distribución..... | 55 |
| 8.3 | Datos del Sistema de Prueba..... | 55 |
| 8.4 | Análisis del Sistema..... | 58 |
| 8.5 | Acciones de Mantenimiento y Revisión Metodológica..... | 62 |
| IX | CONCLUSIONES Y COMENTARIOS | 65 |
| | BIBLIOGRAFIA | 66 |
| | ANEXOS | 70 |

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES Y CUADROS

| | | Página |
|------------|---|---------------|
| Figura 3.1 | Esquema unilineal y modelo red eléctrica | 20 |
| Figura 3.2 | Ciclo falla-restitución de servicio | 22 |
| Figura 3.3 | Diagrama de flujo análisis de efectos frente a una falla | 23 |
| Figura 4.1 | Diagrama del espacio de estados de un sistema de dos elementos | 31 |
| Figura 4.2 | Diagrama del espacio de estados operación- falla-reparación-operación | 32 |
| Figura 4.3 | Sistema serie equivalente | 33 |
| Figura 5.1 | Gráfico estrategias actuales y planificadas de mantenimiento | 43 |
| Figura 7.1 | Esquema general Plan de Mantenimiento | 55 |
| Figura 7.2 | Metodología para análisis de confiabilidad | 58 |
| Figura 7.3 | Lógica método Índice de Importancia y Potencial de Mantenimiento | 60 |
| Figura 8.1 | Diagrama unilineal sistema de prueba | 63 |
| | | |
| Tabla 3.1 | Efecto del tipo de tramo sobre las interrupciones | 24 |
| Tabla 7.1 | Esquema general RCM propuesto | 56 |
| Tabla 8.1 | Datos de entrada para análisis de confiabilidad | 62 |
| Tabla 8.2 | Índices de Confiabilidad | 64 |
| Tabla 8.3 | Identificación de componentes críticos | 65 |
| Tabla 8.4 | Análisis causas de falla | 68 |
| Tabla 8.5 | Costo de reemplazo líneas aéreas | 69 |

LISTA Y DEFINICIÓN DE SÍMBOLOS

| | | |
|----------------|---|--|
| RCM | : | Mantenimiento Centrado en Confiabilidad |
| PM | : | Mantenimiento Preventivo |
| MT | : | Media Tensión |
| BT | : | Baja Tensión |
| λ | : | Tasa de Falla |
| r | : | Tiempo Promedio de reparación (MTTR) |
| m | : | Tiempo Promedio entre fallas (MTTF) |
| U | : | Indisponibilidad |
| T _c | : | Tiempo de conocimiento |
| T _l | : | Tiempo de localización |
| T _m | : | Tiempo de maniobras |
| T _r | : | Tiempo de reparación |
| T _n | : | Tiempo de normalización |
| FIE | : | Frecuencia de Interrupción Media del Sistema (SAIFI) |
| DMIS | : | Duración Media de Interrupción del Sistema (SAIDI) |
| DIE | : | Duración Media de Interrupción Equivalente (CAIDI) |
| ENS | : | Energía No Suministrada |
| FMEA | : | Análisis Modo de Fallas y Efectos |
| C _s | : | Costo Total de Interrupción |
| I_L^H | : | Índice de Importancia |

I INTRODUCCIÓN

1.1 PRESENTACIÓN DEL PROBLEMA

En la actualidad las empresas de distribución de energía eléctrica deben cumplir normativas legales que exigen mantenibilidad y calidad del suministro. El Estado a través del marco regulatorio impone fuertes multas y pago de compensaciones en caso de incumplimiento de dichas normas. Los clientes demandan confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico. Los inversionistas exigen rendimiento y seguridad para su capital. Y la sociedad pide atención a los temas medioambientales.

En tal sentido cabe la siguiente pregunta: ¿Qué podemos aportar desde el mantenimiento para satisfacer estas múltiples expectativas?

La tendencia actual del mantenimiento busca aplicar nuevas técnicas que permitan evaluar, diagnosticar y mejorar la confiabilidad y el desempeño de los sistemas eléctricos de distribución. Busca el modo de identificar las acciones correctivas que puedan optimizar costos a través de una sistemática reducción en la ocurrencia de fallas, y minimizar en consecuencia su impacto en el negocio.

En el último tiempo a nivel mundial se han ido creando herramientas de tipo filosóficas aplicables a equipos y sistemas que permiten un mejor uso de los recursos de mantenimiento. Filosofías como el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM), El Mantenimiento Productivo Total (TPM) y el análisis Causa Raíz (RCA) entre otros, han demostrado gran eficiencia en este sentido. Estas técnicas permiten enfocar la atención hacia problemas tanto crónicos como esporádicos.

El objetivo de este trabajo es proponer un Plan de Mantenimiento que permita dar respuesta a la pregunta planteada al comienzo, generando una herramienta de gestión orientada a optimizar el manejo actual del mantenimiento empleado por una empresa distribuidora de energía como lo es la Compañía General de Electricidad S.A.(CGED SA).

Para el logro de este objetivo se propone complementar el plano técnico basado en técnicas de modelamiento y análisis de confiabilidad de sistemas, con herramientas que aporten la base metodológica para una adecuada implementación.

1.2 ANTECEDENTES GENERALES

La introducción de mercados liberalizados ha conducido a un cambio en los objetivos económicos de las empresas.

Dentro de los efectos de la desregulación de los mercados, se encuentra el cambio de los objetivos económicos. El objetivo de las empresas distribuidoras es maximizar las utilidades individuales, manteniendo la confiabilidad [38].

El sector eléctrico Chileno se encuentra reformado desde 1982, cuando en el afán de desregular e introducir la libre competencia al sistema, se dicta la **Ley General de Servicios Eléctricos o DFL N° 1**. Chile en este sentido fue el país pionero, experiencia que después adoptaron muchos países alrededor del mundo [39].

En Chile, las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad son desarrolladas por el sector privado, siendo el estado, solo un ente regulador, fiscalizador y subsidiario. Por lo que las empresas en general, tienen amplia libertad para decidir acerca de sus inversiones, comercialización de sus servicios y la operación de sus instalaciones, siendo por tanto responsables por el nivel de servicio otorgado en cada segmento.

Las penalizaciones incluidas en el actual marco regulatorio moldean los incentivos para realizar distintas inversiones o gastos de mantenimiento. Efectivamente, estas penalizaciones tienen como rol fundamental, más allá de compensar a los usuarios por deficiencias en el servicio recibido, inducir las inversiones necesarias para alcanzar los niveles deseados de calidad del servicio [40].

Costo eficiente requiere medidas de mantenimiento preventivo eficientes donde los beneficios en la confiabilidad puedan balancear el costo de implementar las medidas.

Resulta clara la importancia de asegurar la confiabilidad de un sistema eléctrico, dado su impacto en la salud, bienestar y seguridad de los ciudadanos [41], además de la producción industrial, donde existe un uso intensivo de la energía eléctrica, sobre todo en industrias con mayor tecnología [42]. De hecho, la continuidad es el atributo del servicio eléctrico más importante para la población [43].

Sin embargo, lo anterior no implica que la solución pase por entregar una confiabilidad excesiva,

ya que ésta se traducirá en inversiones en capital innecesariamente altas y costos de operación asociados a instalaciones redundantes o subutilizadas [44]. Estos costos más altos significarán mayores precios para los consumidores. Por lo tanto, el nivel óptimo, desde la perspectiva social, es aquel que minimiza el costo total de la confiabilidad, representado por la suma de los costos en que deben incurrir las empresas eléctricas para proveer una mayor confiabilidad y los costos para los consumidores debido a una menor confiabilidad [38].

El nivel de calidad óptimo debe responder a criterios socioeconómicos, que permitan analizar los incentivos/sanciones para el Distribuidor, quien a su vez deberá analizar los costos/beneficios de sus inversiones en busca de mejorar la confiabilidad del sistema.

Esto quiere decir que los servicios públicos de electricidad deben satisfacer requisitos cuantitativos de confiabilidad al mismo tiempo tratar de minimizar sus costos. Un gasto evidente y predominante para las empresas es el costo de mantención de los activos del sistema, por ejemplo a través de adoptar medidas preventivas comúnmente llamado mantenimiento preventivo (PM). Las medidas del mantenimiento preventivo pueden impactar en la confiabilidad de dos formas, (a) mejorando la condición del activo, o (b) prolongando la duración de vida útil del activo.

La confiabilidad por otra parte, puede ser mejorada minimizando la frecuencia o la duración de interrupciones de suministro. Las actividades del Mantenimiento Preventivo podrían impactar en la frecuencia impidiendo la causa real de las fallas. Consecuentemente una medida de costo eficiente debe basarse y aplicarse donde el beneficio ganado en confiabilidad sea mayor que el gasto realizado para implementar el Mantenimiento Preventivo.

La complejidad aumenta y las demandas por manejar el Mantenimiento Preventivo requieren nuevos acercamientos sistemáticos y cuantitativos.

Las empresas distribuidoras cambian la forma como desarrollan el mantenimiento con el propósito de encontrar mecanismos que aumenten la eficiencia y efectividad [45]. La presión para reducir costos operacionales y de mantenimiento ya es sentida [46], y el manejo del PM experimenta cambios [47] y [48]. El costo del PM se espera que aumente en el futuro debido al crecimiento en la demanda y el uso de nuevas tecnologías. Éste a su vez es un efecto que debe ser tratado para mantener gastos bajos usando el activo disponible en períodos más largos, utilizando

al máximo la vida útil de los equipos [49]. Otro cambio en la conducción del mantenimiento tiene que ver con la incorporación de subcontratistas en labores de mantenimiento, con el mismo objetivo de reducir costos. Todo esto da como resultado mayores sistemas donde no basta la experiencia o conocimiento del personal más antiguo. Por lo tanto, hacen falta nuevos métodos sistemáticos para transmitir rutinas de mantenimiento que no dependan del conocimiento de individuos específicos.

Mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) es un método sistemático donde el mantenimiento de los componentes está relacionado con mejoras en la confiabilidad del sistema.

En los sistemas eléctricos de distribución, una estrategia efectiva de mantenimiento debería proveer la mejor solución para mantener la función requerida del sistema (disponibilidad de suministro en este caso) al menor costo posible. El mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) es probablemente tal método, en donde el mantenimiento de los componentes del sistema está relacionado con la mejora en la confiabilidad del sistema [50], [51], [52]. El valor principal de la filosofía RCM esta en priorizar la atención en la función conservativa del sistema donde componentes críticos para la confiabilidad de todo el sistema son priorizados para la aplicación del Mantenimiento Preventivo.

RCM no es nuevo, sin embargo su aplicación en sistemas eléctricos no ha tenido grandes desarrollos

La metodología RCM fue desarrollada en los años sesenta para manejar el PM en la industria aeronáutica. El objetivo de la metodología RCM fue lograr un cierto nivel de confiabilidad y la reducción en los gastos asociados con mantenimiento. Los resultados tuvieron éxito y la metodología fue desarrollada más allá de los límites originales. En 1975 el Ministerio de Comercio Estadounidense definió el concepto RCM y declaró que debería ser usado dentro de los principales sistemas militares [50]. En los años 80, el Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI) inició RCM en la industria de energía nuclear. Los servicios públicos de energía actualmente están experimentando cambios dentro de su mantenimiento planificando, y adoptando la metodología RCM que podría ser una forma de lograr una estrategia efectiva. Lo que diferencia la aplicación de RCM en el sistema eléctrico de distribución con otros como las aeronaves o centrales nucleares, son que la confiabilidad no es tan crítica en los sistemas

eléctricos de distribución. Sin embargo esta situación está cambiando con la desregulación y la introducción de nuevos actores en el mercado (reguladores y fiscalizadores) con mayores atribuciones en busca de una mayor eficiencia. Los nuevos factores en la conducción pueden proveer el incentivo necesario para probar nuevos métodos, y un acercamiento RCM a través de índices cuantitativos podría ser una solución.

En esta memoria, se plantea una metodología RCM adaptada como la base para el desarrollo de un plan de mantenimiento, donde se incluye una relación cuantitativa entre el Mantenimiento Preventivo y la confiabilidad.

La necesidad por mejorar las estrategias del mantenimiento preventivo (PM) capaces de mostrar los beneficios de este en la confiabilidad de los sistemas eléctricos con reducción en los costos ha sido planteada. Además, también se ha mostrado que una posible solución para esto fuese el desarrollo de una metodología RCM adaptada que incluya una relación cuantitativa entre la confiabilidad y el mantenimiento. Además, se han identificado las dificultades principales que necesitan ser despejadas: (i) la brecha entre teoría y la práctica, y (ii) la falta de datos de entrada para soportar la metodología.

1.3 OBJETIVOS Y ALCANCES DEL TRABAJO

El objetivo de este trabajo ha sido desarrollar métodos y técnicas apropiadas para soportar estrategias de Mantenimiento Preventivo (PM) en los sistemas eléctricos de distribución.

- i) Desarrollar una metodología que permita evaluar, diagnosticar y predecir la confiabilidad en redes de distribución eléctrica en base a un historial de eventos y a lo establecido en la actual normativa eléctrica.
- ii) Elaborar y proponer un plan de mantenimiento aplicable a redes de media tensión para una empresa de distribución de energía eléctrica basado en criterios de confiabilidad.

Las estrategias desarrolladas deberían ser de costo efectivo, lo cual significa que deberían balancear los beneficios en la confiabilidad del sistema versus los costos de implementación del método de mantenimiento, la frecuencia y la selección de componentes sobre el cual aplicarlo.

Esto ha conducido a la utilización del método RCM (Reliability Centered Maintenance).

Sin embargo, este método necesita ser adaptado y orientado para la aplicación específica en los sistemas eléctricos de distribución, y para incluir una medida cuantitativa de confiabilidad.

1.4 APORTES DEL PRESENTE TRABAJO

La memoria presenta una herramienta básica para hacer evaluaciones de confiabilidad, lo cual se basa en técnicas analíticas para la evaluación de índices de confiabilidad en un sistema general de distribución tomando como punto de partida el historial de fallas del sistema y la topología de la red.

El Trabajo presenta una formulación del esquema RCM que describe de forma resumida el orden lógico de los diversos procedimientos requeridos, la necesidad para la interacción entre el sistema y niveles de componentes, y una indicación de los tipos diversos de datos de entrada necesarios. Además, estos procedimientos son formulados en tres etapas diferentes para el análisis RCM, siendo:

- (i) El análisis de Confiabilidad de sistema,
- (ii) La evaluación del Mantenimiento Preventivo y el comportamiento de componentes, y
- (iii) La confiabilidad de sistema y el análisis costo-beneficio.

1.5 ORGANIZACIÓN DE LA MEMORIA

La estructura de la memoria sigue el mismo orden utilizado para desarrollar la metodología propuesta. Esto quiere decir, la primera parte incluye la estructura y modelamiento de sistemas eléctricos de distribución, en segundo término se presenta la evaluación de técnicas generales de confiabilidad y las estrategias de mantenimiento. Esto es seguido con el desarrollo de la metodología y algoritmo propuesto para ser aplicado a sistemas reales de distribución (sistema reducido, PILOTO). Finalmente con la experiencia ganada en el sistema de prueba se procede con la formulación de la metodología general. La estructura global de la memoria queda dividida en capítulos individuales como sigue:

- **Introducción**

El primer capítulo de este trabajo incluye la introducción, el fondo y la justificación del trabajo, así como el planteamiento de los objetivos generales de la memoria.

- **Revisión bibliográfica y estado del arte.**

Capítulo 2 presenta una revisión bibliográfica que permite abordar el estado actual de los temas fundamentales para el desarrollo de este trabajo: Sistemas eléctricos de Distribución, Análisis de Confiabilidad y Estrategias de Mantenimiento.

- **Técnicas de confiabilidad en sistemas eléctricos y Estrategias de Mantenimiento**

Capítulo 3 introduce y define conceptos fundamentales sobre sistemas eléctricos de distribución y se plantea el modelo que será utilizado en el estudio.

Capítulo 4 introduce y define métodos básicos de evaluación y técnicas para análisis de confiabilidad.

Capítulo 5 se analizan y discuten procedimientos diversos de mantenimiento.

Capítulo 6 provee la introducción al método de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) y las diversas experiencias donde se han implementado. También resume el esquema RCM formulado e introduce las aplicaciones de estudio que conducen al desarrollo de la metodología general.

- **Desarrollo metodológico y esquema general Plan de Mantenimiento**

Capítulo 7 Presenta el algoritmo general y el esquema desarrollado para el plan de mantenimiento propuesto.

Capítulo 8 presenta un estudio de aplicación sobre un sistema aéreo rural (Sistema de prueba localidad de BUIN de CGED).

- **Cierre**

Capítulo 9 concluye el trabajo resumiendo los resultados y las conclusiones del estudio de aplicación y el desarrollo de la metodología propuesta.

- **Anexos**

II ESTADO DEL ARTE

2.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Con la revisión bibliográfica se plantea abordar el estado actual de los temas fundamentales que son la base para el desarrollo de este trabajo.

- a) Modelamiento de los Sistemas Eléctricos de Distribución.
- b) Análisis de confiabilidad de los Sistemas Eléctricos de Distribución.
- c) Metodologías y estrategias de mantenimiento

Análisis de confiabilidad de los Sistemas Eléctricos de Distribución.

Los modelos probabilísticos para el análisis de confiabilidad comenzaron con Gaver y Col (1964), inicialmente se hacía énfasis en las tasas de falla y duración de las interrupciones, pero Billinton y Col (1968) comienzan a aplicar técnicas de Markov para posteriormente introducir las condiciones meteorológicas en los modelos. En Endrenyi (1971) aparece el estudio con acciones de seccionamiento de los tramos con falla, posteriormente lo extienden Allan y Col (1976) y finalmente Billinton y Col (1984) recopilan las técnicas más utilizadas hasta ese momento. Brown y Col (1998) proponen un método para calcular y validar datos de confiabilidad de los componentes del sistema basados en registros históricos de índices.

Para el caso de sistemas de distribución radiales Rivier (2002) ha desarrollado evaluaciones de la calidad del servicio en sistemas de distribución y la consecuente optimización de inversiones en el sector.

Un sistema eléctrico de potencia incluye tres jerarquías: La generación, la transmisión y la distribución (conocido como nivel jerárquico 3, HL3). Una evaluación global de confiabilidad no es normalmente presentada en la literatura por la enormidad del problema, algunos esfuerzos se han desarrollado para realizar evaluación integral de confiabilidad considerando impactos de todas las partes del sistema de poder [1] y [2]. En lugar de eso, las evaluaciones de confiabilidad de la generación, los sistemas de transmisión, y de sistemas de distribución son presentados independientemente.

La confiabilidad es una disciplina general muy documentada, [3]. La confiabilidad de los sistemas de generación y transmisión eléctrica ha tenido también bastante atención en la literatura, [4], [5], [6], [7] y [8]. Pero la confiabilidad de los sistemas de distribución eléctrica ha tenido menos estudio y desarrollo, [9], [10] y [11], aunque su importancia ha ido en aumento considerando las nuevas leyes y reglamentos que rigen a las empresas eléctricas de distribución (Chile [12], [13], [14] y [15]) debido a las modificaciones en la regulación y las fuertes multas que deben afrontar por fallas o interrupciones del suministro.

El proceso Markov es una de las técnicas comunes empleadas en análisis de confiabilidad [16]. La aplicación de cadenas de Markov en el campo de la confiabilidad de sistema de potencia es ilustrada en la referencia [4]. Una evaluación precisa de confiabilidad de sistemas radiales de distribución debe tener en cuenta restauración. La mayoría de las técnicas convencionales [18], [19] desarrolladas para los análisis de confiabilidad se basan generalmente en técnicas del corte mínimo, o modos de falla y análisis de efectos (FMEA) [20]. Un método generalizado [21] permite convertir sistemas de distribución complejos a sus redes equivalentes para la evaluación de confiabilidad, este método propuesto permite simplificar el proceso analítico. El impacto de restauración de servicio en la confiabilidad del sistema de distribución ha sido investigado [16]. Un procedimiento simple de restauración ha sido considerado [4]. Un sistema radial de distribución es representado dinámicamente usando una estructura de datos del árbol en esta técnica.

Metodologías y estrategias de mantenimiento

Una descripción y visión general de la situación actual del mantenimiento y técnicas generales de optimización son encontradas en [22], [23] y en [24]. En [25] se propone un modelo general para la optimización cuantitativa de mantenimiento, el cual es comparado con el análisis cualitativo presentado por la filosofía RCM (Reliability Centered Maintenance). El problema común discutido en las publicaciones mencionadas es la brecha existente entre la aplicación práctica y los modelos matemáticos avanzados. Sin embargo, se han hecho esfuerzos dónde la investigación está enfocada a los modelos que permitan conectar y complementar a estas dos áreas, por ejemplo [26] y [27]. En [27] se presenta un acercamiento cuantitativo para la implementación de la metodología RCM.

La optimización del mantenimiento de redes eléctricas, el cuál es uno de los aspectos de esta memoria, no es un tema muy común en la literatura. Sin embargo, existen algunas publicaciones como por ejemplo [28], [29], [30] y [31]. En [31] pueden encontrarse publicaciones adicionales sobre mantenimiento. Un método para priorizar las actividades de mantenimiento se plantean en [28], donde los componentes de un sistema son medidos con un índice que refleja su importancia y una combinación de costos por falla y de índices tradicionales de confiabilidad (SAIDI, CAIDI, etc.). En [21] se presenta la utilización de redes Petri para optimización de costos de mantenimiento de una red eléctrica. En [22] los algoritmos genéticos sirven de base para optimización de confiabilidad en sistema de potencia.

La mayoría de los métodos mostrados en la literatura contestan problemas específicos de mantenimiento. En general enfocan la atención en componentes (individuales o grupo de componentes) que son optimizados por la disponibilidad y/o costos, sin embargo este enfoque es más aplicable a sistemas concentrados como plantas o industrias de manufacturas y no es totalmente aplicable a un sistema disperso de elementos como lo es un sistemas de distribución de energía eléctrica.

III SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN

Según resultados históricos (Billinton and Allan 1998) un porcentaje mayor (80%) de las interrupciones de energía eléctrica sufridas por el consumidor, se deben a fallas en las redes de distribución.

Las causas que afectan a la Continuidad de Suministro son variadas; si bien, en el tema de continuidad de suministro, son responsables los diferentes agentes (Generador, Transmisor y Distribuidor), ocurre que el distribuidor es el directo responsable ante el consumidor con quien mantiene documentos contractuales.

3.1 ESTRUCTURA DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

La mayor parte de los sistemas de distribución son diseñados para funcionar con una topología radial. Los sistemas radiales de distribución tienen un grupo de componentes en serie entre una subestación y un punto de carga, incluyendo interruptores, líneas aéreas, cables subterráneos, transformadores, interruptores, fusibles y otros equipos. Una falla de cualquier componente en el camino en serie da como resultado la interrupción de uno o varios puntos de carga. Dispositivos que dividen en regiones el sistema proveen una manera de aislar la sección donde ocurre la falla. En algunos sistemas hay fuentes alternativas de suministro pues los tramos que se desconectan de su fuente originaria después de la falla pueden ser alimentadas desde otro punto, ver Figura 3.1

3.1.1 Componentes de la red primaria

La red radial (alimentador) se inicia en las subestaciones primarias de distribución AT/MT o MT/MT.

Los niveles de tensión son estándares adoptados para una determinada zona o región, de acuerdo a estudios técnicos/económicos; es así que en media tensión se tienen niveles de: 23 - 15 - 13.2 - 12 - 6,3 [kV], además de otros valores.

Un alimentador está formado por tramos de línea (troncal y derivaciones), compuestos a su vez por varios componentes, como: postes, aisladores, conductores, componentes de maniobra/protección, etc.

- **Líneas** - Los tramos pueden ser aéreos o subterráneos y desde el punto de vista de la confiabilidad, los tramos aéreos son los más vulnerables a efectos externos y climatológicos, además de representar riesgo en zonas densamente pobladas y afectar a la estética urbana; razón por la cual se construyen tramos subterráneos, a pesar de ser más costosos.

- **Centros de Transformación MT/BT** – Son componentes importantes, cuyas características propias son su capacidad (KVA), el número de consumidores a los que suministra y la demanda. El centro MT/BT puede ser de uso General, que alimenta a consumidores de Baja Tensión (BT), mediante una red secundaria, o de uso exclusivo, destinado a un solo consumidor en Media Tensión (MT).

- **Equipos de señalización y seccionamiento** - Necesarios para mejorar la confiabilidad del sistema, su función principal es permitir la apertura y cierre de las líneas o tramos de líneas. Existe una diversidad de equipos, como: seccionadores-fusibles, seccionadores de maniobra, seccionalizadores, reconectores, interruptores, etc. La instalación y operación de estos equipos, obedecen a políticas internas de los Distribuidores y aspectos de optimización; de modo que, los accionamientos pueden ser manuales, automáticos o telecomandados (sistemas SCADA).

3.1.2 Estructura de la red primaria

Para un estudio de confiabilidad, además de los componentes constitutivos de la red, es importante conocer su estructura y la conectividad de los componentes entre sí.

En distribución, la estructura de la red es radial, con “recurso”; esto significa que su explotación es de forma radial (en árbol), ofreciendo un solo camino entre la fuente de energía y la carga; sin embargo, ante cualquier eventualidad (falla, sobrecarga, etc.), tienen la opción de transferir carga a otra derivación del mismo alimentador, a otro alimentador de la misma subestación o a un alimentador de otra subestación, para cuyo efecto se dispone de un componente de maniobra tipo NA (normalmente abierto).

La fuente de tensión, es la salida de la subestación primaria AT/MT (alimentador) y está protegida generalmente mediante un interruptor (reconector), capaz de eliminar todas las fallas transitorias y detectar fallas permanentes.

Desde el punto de vista del área de servicio, se pueden distinguir los siguientes tipos de red:

• **Redes Urbanas** - Desarrolladas en zonas densamente pobladas, con una concentración de carga importante y una configuración mallada (múltiples recursos), a objeto de garantizar la continuidad de suministro.

• **Redes Rurales** - Desarrolladas en zonas amplias, escasa población (pequeñas cargas) y, por lo general, son aéreas (expuestas a factores externos) y carecen de “recursos” de transferencias o son mínimos; consiguientemente, se trata de una red troncal, con derivaciones, a los que se conectan los centros de transformación MT/BT, mediante seccionadores fusibles.

Suele subclasificarse en zonas rurales concentradas y dispersas.

3.2 MODELAMIENTO RED DE DISTRIBUCIÓN

En general un modelo esta sujeto a una serie de supuestos básicos. En este sentido el modelo propuesto se basa en las siguientes consideraciones.

- Se considera solo redes de media tensión (12-13.8-15-23 KV., Etc.)
- Su explotación es de manera radial
- Algunos tramos de alimentadores pueden suplirse, eléctricamente, desde más de un punto, por lo que la reconexión del alimentador será siempre posible.
- No se considera la probabilidad de sobrecarga.
- Fallas a simular: Tipo activo, es decir, requieren la operación de algún dispositivo de protección.

Para evaluar los parámetros de confiabilidad del sistema de distribución, la red se modelará a través de tramos de línea, separados unos de otros, por medio de componentes de protección y/o maniobra, ya que los consumidores que se encuentran conectados a un mismo tramo sufrirán idénticas consecuencias ante las diversas eventualidades que tendrán lugar en la red.

Los dispositivos protectores son diseñados para detectar condiciones inusuales en el sistema de entrega de potencia y aislar porciones del sistema que son responsables de esas condiciones del

resto de la red. La posición de componentes protectores en el sistema de distribución y su respuesta frente a una falla puede tener un impacto importante en la confiabilidad del sistema.

Los dispositivos de protección y/o maniobra, incluidos en este modelo, son: interruptores, seccionadores fusibles, seccionadores y reconectores. Cada uno de estos componentes tiene una forma de operación diferente, dependiendo si la falla es activa, si su operación es a voluntad o automática, si provee o no selectividad ante la falla. La Figura 3.1, muestra un modelo de red, a partir de un esquema unifilar:

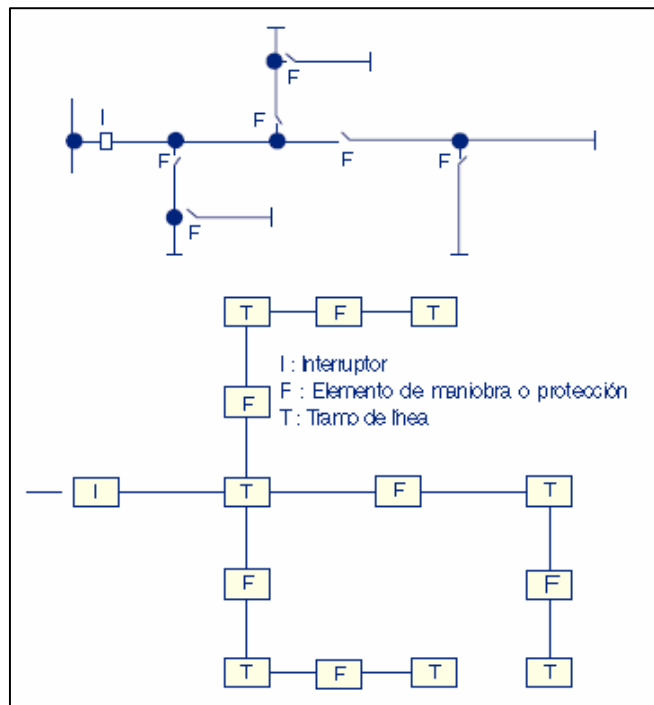


Figura 3.1 Esquema unilineal y modelo red eléctrica

3.2.1 Caracterización de los tramos

Los tramos de la red considerados en el modelo, se caracterizan por los siguientes índices que establecen la transición de un estado de “disponible” a otro de “indisponible”:

Tasa de falla (λ): Para un tramo, la tasa de falla indica las veces que dicho componente se ve sometido a alguna condición que implica la operación de algún dispositivo de protección.

Para tramos de alimentadores, la tasa de falla se determina de la siguiente manera:

- Mediante un historial de fallas, para el tramo individual
- Mediante una estimación, considerando el sistema completo:

$$\lambda = b \cdot l \left[\frac{1}{\text{año}} \right]$$

$$b = \frac{m}{L \cdot T} \left[\frac{1}{\text{Km} \cdot \text{año}} \right]$$

Donde:

- m*: cantidad de fallas,
- L*: longitud total de líneas expuestas a falla, en Km.,
- T*: período de estudio, en años,
- b*: número de fallas, por kilómetro por año,
- l*: longitud de la línea de interés.

Para los elementos individuales que conforman el tramo (desconectador, transformador, interruptor, etc.), se plantea la siguiente expresión matemática

$$\lambda = \frac{m}{N \cdot T} [1/\text{año}]$$

Donde:

- m*: cantidad de fallas observadas para un componente,
- N*: cantidad de componentes expuestos a falla,
- T*: período de estudio, en años.

Normalmente las empresas distribuidoras de energía eléctrica llevan estadísticas detalladas de fallas, incluso individualizan las causas que las originan, de manera que las expresiones anteriores dan una buena aproximación en ausencia de información específica para los tramos de alimentador o los elementos de protección.

Tiempo de interrupción (r): El tiempo de interrupción es la suma de tiempos que aparecen desde el mismo momento en que ocurre la falla (interrupción de suministro), hasta que ésta es reparada y el circuito vuelto a la normalidad (restitución) ver figura 3.2. La diferencia que pueda existir en el tiempo de reparación entre tramos, depende directamente del tipo de falla y del componente de protección y/o maniobra existente. Las divisiones de tiempo consideradas son:

- **Tiempo de conocimiento (Tc):** Es el tiempo en que el Distribuidor tiene conocimiento de la falla, ya sea por medio del panel de alarmas (puede resultar tiempo cero) o por la llamada de algún Consumidor.
- **Tiempo de localización (Tl):** Tiempo que se utiliza para llegar al punto exacto de la falla, considerando el tiempo de transporte y los ensayos necesarios para su localización. Para este efecto, son necesarias la experiencia, la disponibilidad de sistemas de señalización y las técnicas de búsqueda.
- **Tiempo de maniobras (Tm):** Es el tiempo transcurrido en realizar las maniobras para aislar el tramo fallado y restituir los tramos sanos del circuito, siempre y cuando sea posible.
- **Tiempo de reparación (Tr):** Es el tiempo en el que se ejecutan todas las labores de reparación o cambio de los componentes del tramo fallado.
- **Tiempo de normalización (Tn):** Luego de concluida la ejecución de las labores de reparación, se procede a restablecer la configuración inicial (normal) del circuito, para dar por terminado el estado transitorio (falla).

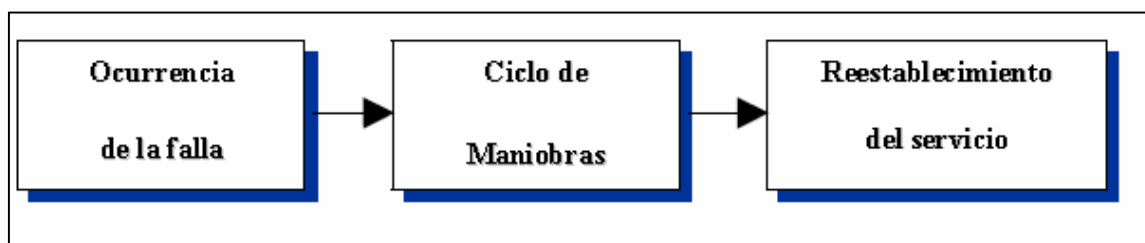


Figura 3.2 Ciclo Falla-restitución de servicio

3.2.2 Clasificación de los tramos

Considerando que existen equipos de protección y/o maniobra en cada uno de los tramos, éstos se comportan de diferente modo ante la presencia de fallas; por efectos de una buena selectividad o existencia de recursos de transferencia. Bajo este criterio, los estados de un tramo de alimentador “i”, frente a fallas en otro tramo “j”; se pueden clasificar en (ver Figura 3.3):

- **Normal (N):** Implica que su operación no se ve afectada por la operación del componente de protección de otro tramo (falla en otro tramo).
- **Restablecible (R):** Significa que el servicio del tramo puede volver a la normalidad, antes de reparar el tramo fallado, aislando dicho tramo.
- **Transferible (T):** El tramo será transferible, cuando exista la posibilidad de darle suplencia, antes de realizar la reparación del tramo fallado.
- **Intransferible (I):** Son tramos que sufren la falla y, por consiguiente, no pueden ser transferidos a otra fuente.
- **Irrestablecible (J):** El tramo se define como irrestablecible cuando una falla en otro tramo lo deja fuera de servicio y no es posible darle suplencia; sin embargo, cuando la desconexión es voluntaria, no afectará a otro tramo.

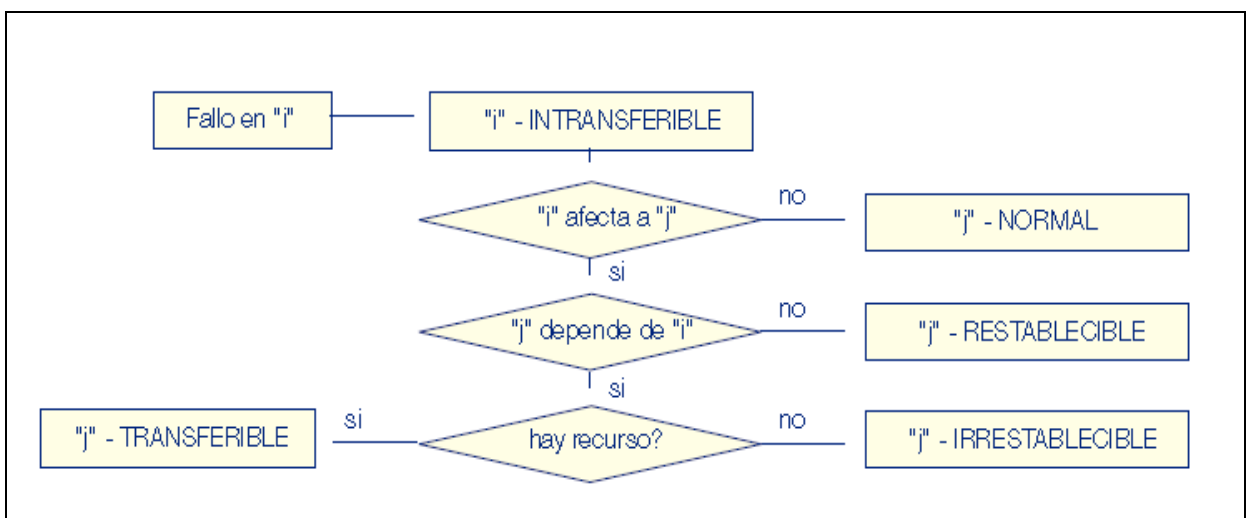


Figura 3.3 Diagrama de flujo análisis de efectos frente a una falla

De lo anterior, cada tramo tiene que ver aisladamente, con una cierta cantidad de fallas; sin embargo, la cantidad de veces que se ve afectado por cortes de suministro de electricidad es mayor, debido a los efectos de las fallas de otros tramos.

Consiguientemente, la Tabla 3.1, muestra la cantidad (F) y el tiempo (T) de interrupciones que se deben contabilizar y dependen del estado definido para cada tramo.

Tabla 3.1 Efecto del tipo de tramo sobre las interrupciones

| Tipo de Tramo | Interrupciones | |
|---------------------|----------------|-------------------------|
| | Frecuencia (F) | Tiempo (T) |
| Normal (N) | 0 | 0 |
| Restablecible (R) | 1 | $T_c + T_l$ |
| Transferible (T) | 2 | $T_c + T_l + T_m + T_n$ |
| Intransferible (I) | 1 | $T_c + T_l + T_r$ |
| Irrestablecible (J) | 1 | $T_c + T_l + T_r$ |

Es importante notar que para el estado “Transferible” se presenta doble interrupción debido a la necesidad de cortar el suministro para volver a la configuración original del circuito luego de reparar la falla.

IV CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN

4.1 CONCEPTO GENERAL

La confiabilidad es la probabilidad de que un activo (o conjunto de activos) desempeñe su función, libre de fallas, y bajo determinadas condiciones, durante un periodo de tiempo también determinado. Desde el punto de vista del mantenimiento, confiabilidad es una medida de la seguridad y del riesgo.

La confiabilidad puede estudiarse desde, como estimar la disponibilidad/duración de componentes simples (discretos), hasta analizar como sistema (conjunto de componentes), tomando en cuenta que dichos componentes se encuentran integrados en el sistema.

La confiabilidad de un componente o de un sistema, se relaciona con su habilidad o capacidad de realizar una tarea determinada y puede expresarse por una gran variedad de indicadores, en correspondencia con los objetivos de la evaluación.

4.2 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

Para la evaluación de confiabilidad se utilizan diferentes índices que cuantifican distintos aspectos de la continuidad del suministro.

4.2.1 Índices Básicos

Existen diversas causas para que un componente falle o salga de servicio, afectando la continuidad de suministro a los consumidores; consiguientemente, resulta importante el análisis de la confiabilidad de una red eléctrica y cualificarla mediante indicadores probabilísticos, relacionados con los indicadores de Continuidad de Suministro que se quiera determinar:

- **Indisponibilidad (U)** - (del inglés Unavailability), define la probabilidad de encontrar el componente (o sistema) averiado por un instante; vale decir que es la parte de tiempo sobre un periodo concreto que el componente estará indisponible.
- **Tasa de falla (λ)** - Define el número de equipos que fallan durante un periodo de tiempo

concreto, dividido por el número de equipos expuestos a la falla. El inverso de la tasa de falla se conoce como tiempo promedio hasta la falla (MTTF).

- **Tiempo de reparación (r)** - Es el valor medio de tiempo de reparación de las fallas del sistema (MTTR - acción de cambio o reparación del componente causante del problema). El inverso del tiempo de reparación, se denomina tasa de reparación (m).

Estos indicadores son variables aleatorias, por tanto los valores proporcionados son valores medios esperados y las predicciones que se hacen de estos valores, se basan en información histórica de los indicadores de confiabilidad; y su análisis depende del método de evaluación de confiabilidad y de la calidad de la información disponible.

4.2.2 Índices Globales

A partir de estos tres índices básicos, se pueden definir otros, los cuales pueden basarse en el número de consumidores por falla y la duración de las mismas, y son llamados índices medios por usuario:

- **FIE** Frecuencia de Interrupción Media del Sistema (**SAIFI** System Average Interruption Frequency Index) :

Promedio anual de interrupciones por usuario (interrupciones/usuario-año). Se obtiene como, el número de interrupciones durante el año por el número de usuarios afectados por las interrupciones, dividido entre el número total de usuarios servidos. Matemáticamente se tiene:

$$SAIFI = \frac{\text{N}^\circ \text{ de usuarios Interrumpidos} * \text{N}^\circ \text{ de Interrupciones}}{\text{N}^\circ \text{ Total de usuarios servidos por la red}}$$

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i}$$

Este índice se emplea para determinar cuantas veces puede quedar un usuario sin servicio al conectarse a una determinada red de distribución.

- **FIU** Frecuencia de Interrupción Media por Usuario Afectado (**CAIFI** Customer Average Interruption Fall Index):

Se calcula dividiendo el número total de interrupciones ocurridas en un año, entre el número de

usuarios afectados (contabilizando de forma única a aquel que ha sido afectado en varias ocasiones)

$$CAIFI = \frac{\text{N}^\circ \text{ Total de Interrupciones}}{\text{N}^\circ \text{ Total de usuarios Afectados}}$$

Este índice se emplea para saber cuantos usuarios han sido afectados según las interrupciones que han sucedido en un año.

- **DMIS** Duración Media de Interrupción del Sistema (**SAIDI** System Average Interruption Duration Index):

Se obtiene mediante la división de la sumatoria de los tiempos de interrupción de todos los usuarios afectados durante el año entre el número de usuarios servidos (horas /usuario año).

Matemáticamente se tiene:

$$SAIDI = \frac{\sum (\text{Duración de la Falla}) * (\text{N}^\circ \text{ de Usuarios Afectados})}{\text{N}^\circ \text{ Total de usuarios}}$$

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i}$$

Se utiliza para calcular el tiempo promedio de interrupción esperado en la red.

- **DIE** Duración Media de la Interrupción Equivalente (**CAIDI** Customer Average Interruption Duration Index):

Corresponde a la representación de la duración media de las interrupciones a usuarios durante el año (horas / interrupción).

$$CAIDI = \frac{\sum (\text{Duración de la Falla}) * (\text{N}^\circ \text{ de Usuarios Afectados})}{(\text{N}^\circ \text{ de usuarios Interrumpidos}) * (\text{N}^\circ \text{ de Interrupciones})}$$

$$CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i}$$

- **DMS Índice Disponibilidad media del Servicio (ASAI Average Service Availability Index)**
Es el promedio del número total de horas de usuario servidas durante un año frente a las horas demandadas (8760 h /año por cada usuario). Se calcula mediante la fórmula matemática

$$ASAI = 1 - \frac{SAIFI}{8760}$$

- **ATPII** Tiempo promedio hasta restaurar la energía. Matemáticamente se expresa, de la siguiente manera:

$$ATPII = \frac{\sum (\text{Duración de la Interrupción})}{\text{N}^\circ \text{ de Interrupciones}}$$

De los índices mencionados anteriormente, los más empleados internacionalmente son: SAIDI, SAIFI, CAIDI y ASAI.

Existen también, índices que reflejan el tipo de demanda:

- **Potencia Media Interrumpida L (kW/año):**
Potencia interrumpida como consecuencia de la fallas en el sistema.
- **Energía No Suministrada ENS (kWh/año)**
Representa la cantidad de energía que la empresa de distribución deja de vender.

Se obtiene de la sumatoria, para cada punto de carga ha considerar, del producto de la potencia media interrumpida, por el tiempo de indisponibilidad.

De igual manera, se tienen índices por usuarios orientados a la carga:

- **ENSU Energía Media No Suministrada por Usuario (ACCI Average Customer Curtailment Index)**

Energía no suministrada a un usuario por año a causa de la falla en el sistema (kWh/año-usuario). Se obtiene de la división ENS/ número total de usuarios.

4.2.3 Normativa Chilena sobre índices de calidad de Servicio

La actual Ley General de Servicios Eléctricos o DFL N° 1 entró en vigencia en el año 1982 y permitió la participación de agentes privados en el negocio eléctrico, dominado hasta entonces por el Estado [13]. Sin embargo, esta ley no consideró algunos aspectos como la calidad de servicio. En 1998 se promulgó el D.S.327 [12] y [14] donde se incorporan plazos para la aplicación de exigencias relacionadas con la calidad de suministro. La ley 19613 [15] impone fuertes multas asociadas a la calidad, seguridad y continuidad de suministro eléctrico de los clientes. Asimismo, se establecen valores permitidos para la duración y N° de interrupciones, determinándose para las interrupciones superiores a tres minutos, incluidas fallas intempestivas y programadas:

Para Distribución (artículo N°245, DS N°327):

En puntos de conexión a usuarios finales en baja tensión: 22 interrupciones, que no excedan, en conjunto, de 20 horas.

En todo punto de conexión a usuarios finales en tensiones iguales a media tensión: 14 interrupciones, que no excedan, en conjunto, de 10 horas;

En puntos de conexión a concesionarios de servicio público de distribución, la indisponibilidad aceptable en horas anuales será igual a la indisponibilidad aceptable de generación más la indisponibilidad aceptable de transmisión.

Artículo 246, DS N°327: define los parámetros de interrupciones de suministro de servicio público de distribución para la aplicación del artículo 272:

"...sobre la base de valores promedio y su distribución probabilística, calculados en los términos que señale la norma técnica:

- a) Frecuencia media de interrupción por transformador, FMIT
- b) Frecuencia media de interrupción por Kva., FMIK
- c) Tiempo total de interrupción por transformador, TTIT
- d) Tiempo total de interrupción por Kva., TTIK;"

Estos valores exigidos dependerán del área típica de distribución de que se trate y serán definidos por la Comisión Nacional de Energía (CNE) con ocasión del cálculo de valores agregados de distribución. Definiéndose mínimos rangos de exigencia:

"En todo caso, los valores máximos para los parámetros mencionados, considerando sólo interrupciones internas de la red, deberán estar dentro de los rangos siguientes, con la probabilidad de ocurrencia que determine la norma técnica correspondiente:

- FMIT entre 5 y 7 veces al año;
- FMIK entre 3,5 y 5 veces al año;
- TTIT entre 22 y 28 horas al año;
- TTIK entre 13 y 18 horas al año. "

4.3 MÉTODOS UTILIZADOS PARA EVALUAR CONFIABILIDAD

La idea central de la evaluación de confiabilidad en una red eléctrica es disponer de información cuantitativa, que de alguna manera refleje el comportamiento y la calidad de servicio. Se describen a continuación algunas técnicas de modelación y evaluación de confiabilidad, orientadas a predecir índices de comportamiento futuro. Básicamente existen dos clases de métodos para evaluar la confiabilidad: Los métodos de simulación y los métodos analíticos. El método de Monte Carlo es el más conocido entre los métodos de simulación, mientras que en los métodos analíticos, se destacan los procesos continuos de Markov, los métodos de redes y sus aproximaciones.

4.3.1 Método de Monte-Carlo

Está basado en la generación de números aleatorios y el procedimiento es simular el comportamiento aleatorio del sistema para obtener en forma artificial los índices de confiabilidad de los puntos de carga.

La simulación es un proceso iterativo en el cual se observa para un periodo de tiempo de interés, los estados operativos que aparecen en el circuito primario debido a los eventos aleatorios de salida y restauración de los componentes. En cada estado operativo se determinan los puntos de carga afectados por la salida de un componente dado.

Una vez que se termina la simulación, se contabiliza para cada punto de carga el número de salidas que lo afectaron y el tiempo de indisponibilidad. Con estos dos índices básicos se calculan los demás índices de confiabilidad.

Para aplicar este método se requiere conocer las distribuciones de probabilidad que modelan los tiempos para salida y restauración de cada uno de los componentes.

La simulación se implementa como un software que utiliza la base de datos del sistema, donde se ha registrado para cada circuito primario: componentes con sus distribuciones de probabilidad, puntos de carga, número de usuarios por punto de carga y demanda total por punto de carga.

Un asunto clave en la construcción de la base de datos del sistema es el método de codificación de los componentes de cada circuito primario, de tal forma que permita conocer cuáles puntos de carga son afectados por la salida de cualquiera de los componentes.

4.3.2 Métodos Analíticos

La mayoría de los métodos analíticos están basados en los procesos continuos de Markov [53]; tomando en cuenta que, en una red eléctrica, ya sea del sistema de Distribución o Transmisión, cada uno de sus componentes es reemplazable o reparable al momento de fallar, dependiendo de la naturaleza del componente. De esta manera se establece una condición de operación normal del sistema o parte de la red afectada.

Por tanto, el sistema es continuo en el tiempo, con estados discretos finitos, por lo que se ajusta bien a una representación mediante los procesos continuos de Markov.

Por Ejemplo: si se considera un sistema compuesto por dos elementos (dos alimentadores o dos líneas de transmisión). Suponiendo que cada uno de los componentes puede estar operando o en falla (2 estados posibles), el sistema puede ser representado en la siguiente figura:

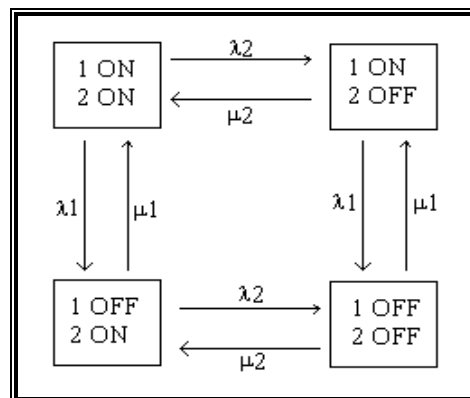


Figura 4.1 Diagrama del espacio de estados de un sistema de dos elementos.

Donde:

λ_i : Tasa de falla del componente i [fallas/unidad de tiempo].

μ_i : Tasa de reparación [1/horas].

Aquí se presenta el "espacio de estados", donde las transiciones de un estado a otro se logran cambiando de un elemento a la vez. Este espacio es independiente de la forma de conexión de los elementos que componen el sistema de estudio.

Debido a que estos procesos consideran cada uno de los posibles estados del sistema, su uso se torna complejo para sistemas de mayor tamaño. Además, el método de Markov permite obtener, con excelente precisión, la probabilidad de que el sistema resida en cualquiera de sus estados posibles, no la probabilidad de falla en un punto del sistema (que es lo que se desea).

4.3.3 Técnica de Frecuencia y Duración

Para un consumidor final, más que una simple probabilidad, es mucho más importante conocer la calidad de Servicio Técnico a recibir, en términos de las veces (frecuencia de ocurrencia) de encontrarse sin suministro de energía eléctrica y el tiempo de duración de tales eventos. La base de esta técnica se sustenta en el método de Markov.

En la Figura 4.2 se representa un diagrama de espacio de estados asociados al proceso de operación-falla-reparación-operación de un componente.

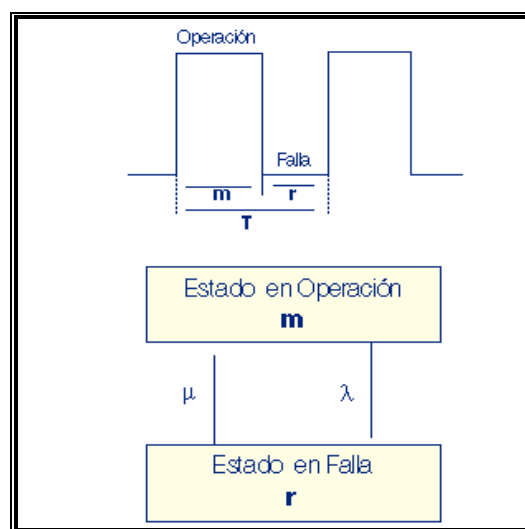


Figura 4.2 Diagrama del espacio de estados operación- falla-reparación-operación.

Nótese que la frecuencia (f) de este ciclo es $1/T$ y la probabilidad (P_0) de que un componente esté en operación (disponibilidad), está dada por la relación:

$$P_0 = \frac{m}{(m+r)} = \frac{m}{T}$$

Si:

$m = 1/\lambda$ (tiempo promedio entre fallas, MTTF)

$r = 1/\mu$ (tiempo promedio de reparación, MTTR)

$T = m+r$ (tiempo transcurrido entre dos fallas, MTBF)

Entonces:

$$P_0 = \frac{m}{T} = \frac{1}{\lambda * T} = \frac{f}{\lambda}$$

De donde se deduce:

$$f = P_0 * \lambda$$

Matemáticamente, la frecuencia de encuentro en un estado determinado es igual a la probabilidad de encontrarse en el estado, por la tasa de transición en dicho estado.

Evaluando las probabilidades límites de estado, la frecuencia de encuentro en un estado y la duración media de cada estado, se establece la duración media de residencia en cada estado de los estados acumulados.

4.3.4 Sistema serie

Un sistema se dice que está en serie, desde el punto de vista de la confiabilidad, si todos los estados de los componentes están en estado disponible para que el sistema también lo esté, donde los componentes son independientes y no puede haber modos de falla común o que dos componentes fallen al mismo tiempo.

Se puede representar el conjunto de los componentes que componen el sistema por un único sistema con sus dos estados y sus tasas de transición de un estado a otro.

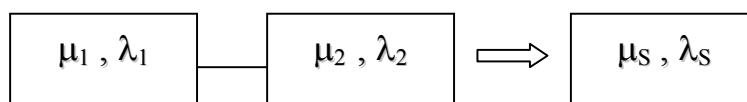


Figura 4.3 Sistema serie equivalente

Si:
$$P_0 = \frac{m}{(m+r)} = \frac{\mu}{(\lambda + \mu)}$$

Para cada componente se tendrá:

$$P_{01} = \frac{\mu_1}{(\lambda_1 + \mu_1)} \quad \text{y} \quad P_{02} = \frac{\mu_2}{(\lambda_2 + \mu_2)}$$

Para el sistema:

$$P_{0S} = P_{01} * P_{02} \quad \text{y} \quad \lambda_S = \lambda_1 + \lambda_2$$

Reemplazando:

$$\frac{\mu_S}{(\lambda_S + \mu_S)} = \frac{\mu_1}{(\lambda_1 + \mu_1)} * \frac{\mu_2}{(\lambda_2 + \mu_2)}$$

De donde:
$$\mu_S = \frac{\mu_1 \mu_2 (\lambda_1 + \lambda_2)}{(\lambda_1 \mu_2 + \lambda_2 \mu_1 + \lambda_1 \lambda_2)}$$

El tiempo de reparación del sistema resulta:

$$r_S = \frac{1}{\mu_S} = \frac{r_1 \lambda_1 + r_2 \lambda_2 + r_1 r_2 \lambda_1 \lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_2}$$

La expresión anterior puede simplificarse, tomando en cuenta que las fallas de los componentes es muy bajo y el tiempo de reparación muy corto, con relación al tiempo de funcionamiento normal, vale decir que:

$$r_1 r_2 \lambda_1 \lambda_2 \lll r_1 \lambda_1 \quad \text{y} \quad r_1 r_2 \lambda_1 \lambda_2 \lll r_2 \lambda_2$$

Por lo tanto:

$$r_S = \frac{1}{\mu_S} = \frac{r_1 \lambda_1 + r_2 \lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_2}$$

Sin bien las ecuaciones se han deducido para un sistema de dos componentes, es posible generalizarla para “n” componentes; consiguientemente, la tasa de fallas del sistema (λ_S) y el tiempo de reparación del sistema (r_S), resultan:

$$\lambda_S = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad \text{y} \quad r_S = \frac{\sum_{i=1}^n r_i \lambda_i}{\lambda_S}$$

Donde:

λ_i : Tasa de fallas del componente "i" (fallas/tiempo)

r_i : Tiempo de reparación del componente "i" (horas)

n : Cantidad de componentes considerados en el modelo de la red.

Por otro lado, la indisponibilidad (U) de un sistema es igual al producto de la frecuencia de falla por el tiempo de reparación, es decir:

$$U_s = f_s * r_s$$

De la Técnica de Frecuencia y Duración se tiene:

$$P_{0s} = \frac{m_s}{(m_s + r_s)} \quad \text{De donde} \quad f_s = P_{0s} * \lambda_s$$

En la práctica ocurre que el Tiempo Medio de Reparación del sistema (MTTR = r_s) es muy inferior al Tiempo Medio de Funcionamiento (MTTF= m_s); por tanto, la tasa de fallas del sistema es equivalente a la frecuencia de fallas del sistema (ya que $P_{0s} = 1$). Luego, la indisponibilidad del sistema resulta:

$$U_s \approx \lambda_s * r_s \quad \text{De donde} \quad U_s \approx \sum_{i=1}^n r_i \lambda_i$$

4.3.5 Método de cortes

Este método es muy utilizado en procesos de evaluación de la confiabilidad de redes eléctricas y es la aplicación de los conjuntos de cortes mínimos para obtener índices de confiabilidad (frecuencia y duración).

Utilizando el criterio de éxito en la continuidad de servicio para los puntos de interés, se dice que un sistema está conectado si existe un camino entre la fuente y cada uno de los componentes que componen dicho sistema.

Consiguientemente, la salida de los componentes que pertenecen al conjunto de corte mínimo produce la separación del sistema en dos subsistemas conectados.

En esencia, se hace una representación serie-paralelo de la red bajo estudio, que puede tener cualquier configuración. Un conjunto de corte es un grupo de componentes que al ser retirados del sistema produce su partición. Se dice que un corte es mínimo cuando no tiene un subconjunto que pueda producir el mismo efecto sobre el sistema. Los detalles de estas técnicas han sido presentados en [54].

4.3.6 Modos de falla y análisis de efectos

Una técnica muy empleada consiste en la determinación de los modos comunes de falla y análisis de efectos, en donde se pretende reflejar con mayor realismo el comportamiento de un sistema eléctrico. Esta técnica es particularmente adecuada para modelar fallas que involucran la acción de los dispositivos de protección. Como ya se ha establecido, el modelo del sistema para evaluación de confiabilidad considera los conjuntos de corte mínimos conectados en serie y solo se consideran contingencias simples y dobles, dado que es altamente improbable que ocurran en forma simultánea fallas en tres o más elementos a la vez. No obstante, un determinado tipo de falla puede inducir a la desconexión de otros elementos, produciendo la caída de servicio de un punto de carga. Este es el tipo de situaciones que se pretende reflejar al estudiar los efectos de las distintas formas de falla de los componentes de una red eléctrica.

4.3.7 Resumen y método propuesto para evaluación de Confiabilidad

Para realizar el análisis de confiabilidad requerido en primer lugar es preciso modelar el sistema y clasificar el estado de sus componentes en función de la protección y su alternativa de alimentación asociada (Capítulo III), así cada tramo del sistema tendrá un comportamiento que puede ser asociado a la existencia de una falla en otro tramo o elemento del alimentador. Si recordamos, en este sentido los estados posibles son: Normal (N); Restablecible (R); Transferible (T); Intransferible (I); Irrestablecible (J).

Para sistemas con topología radial, cada tramo tiene que ver aisladamente con una cierta cantidad de fallas, sin embargo la cantidad de veces que se verá afectado por cortes de suministro de electricidad es mayor debido a los efectos de fallas en otros tramos. En consecuencia las expresiones utilizadas para determinar la tasa de falla, el tiempo de reparación y la indisponibilidad anual del sistema que fueron deducidas anteriormente deben incluir dicho efecto y pueden resumirse como sigue:

$$\lambda_{Ei} = \sum_{j=1}^N \lambda_i^j$$

$$U_{Ei} = \sum_{j=1}^N U_i^j$$

$$r_{Ei} = U_{Ei} / \lambda_{Ei}$$

Donde:

- λ_i : Tasa de fallas del componente i.
- U_i : Indisponibilidad del componente i, es la probabilidad de encontrar el componente averiado.
- r_i : Tiempo de reparación del componente i
- λ_{ij} : Fallas del componente i debido al componente j
- U_{ij} : Indisponibilidad del componente i debido a fallas en componente j
- N : Cantidad de componentes del modelo de red

Finalmente, se determinan indicadores orientados a cuantificar la calidad de servicio que reciben los consumidores, tomando en cuenta que ellos se conectan a algún tramo de red, mediante un centro de transformación MT/BT (puntos de carga).

Adicionalmente, es de interés determinar los índices generales para los consumidores, estos son: SAIFI; SAIDI; CAIDI, ASAI.

4.3.8 Desarrollos computacionales basados en estos métodos

Numerosos algoritmos y aplicaciones computacionales se han generado a partir de éstos métodos o combinaciones de ellos, algunos ejemplos son:

El programa RELNET de UMIST en el UK [55], y RELRAD de EFI en Noruega [56] se basan en estas técnicas. La técnica modeladora Markoviana ha servido para el programa de R-RADS en la Universidad de Washington [57]. Por otro lado técnicas mixtas han servido para el desarrollo del programa RADPOW en el Instituto Tecnológico KTH en Suecia. Una razón para la popularidad de técnicas modeladoras de red puede resultar de la simplicidad del método y las similitudes naturales entre el modelo de la red y la topología de sistema de distribución.

4.4 MEDIDAS PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD

4.4.1 Reducción de la tasa de fallas

Reducir la frecuencia de las interrupciones, significa aumentar la confiabilidad reduciendo las tasas de fallas del sistema y de sus componentes. Las medidas recomendables pueden ser:

- Mantenimiento preventivo y monitoreo
- Reposición preventiva de componentes que alcanzaron su vida útil
- Conductores aislados o semi-aislados en líneas aéreas
- Podas de árboles y vegetación cercana a las líneas
- Protección contra animales y terceros

4.4.2 Reducción del tiempo de afectación

Se refiere al tiempo necesario para restablecer el suministro en la zona afectada. Tiene que ver con la configuración de la red y los recursos disponibles para realizar las maniobras adecuadas, buscando afectar a la menor cantidad de consumidores posibles.

Si bien no se reduce el tiempo de afectación de la zona fallada, esta acción introduce mejoras en otras partes de la red no afectadas directamente por la falla. Las acciones recomendables son:

- Automatización de las redes
- Reconfiguración del sistema, tras la falla
- Sistema de localización de fallas
- Reducción del tiempo de respuesta

4.4.3 Reducción del número de consumidores afectados

Con la reducción del número de consumidores afectados o potencia interrumpida, por cada falla, también es posible reducir la magnitud de los indicadores. Las medidas recomendables, son:

- Reconfiguración permanente de la red
- Mayor cantidad de elementos de protección

Una buena práctica sería reducir la cantidad de consumidores de una línea, misma que se obtiene creando más alimentadores, desde la subestación, combinado con una reducción de la longitud de las líneas.

V HERRAMIENTAS FILOSÓFICAS Y ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO

5.1 INTRODUCCIÓN

La máxima actuación del activo es una de las metas principales de las empresas eléctricas de distribución. Alcanzar esta meta de optimización del ciclo de vida al mínimo costo, es un tema crucial considerando las actuales exigencias de clientes y reguladores.

El concepto de mantenimiento se refiere a todas las acciones emprendidas para mantener o restaurar un equipo o sistema llevándolo a un estado deseado.

Los procedimientos de mantenimiento son una parte integrada de la planificación, construcción y operación de un sistema. Además son de importancia central para el uso efectivo del equipo disponible. La finalidad de las actividades de mantenimiento es encontrar un equilibrio entre confiabilidad y aspectos económicos, así como también ajustarse a las restricciones dadas por el sistema y los requisitos impuestos por las normas.

Las razones por las cuales las empresas realizan mantenimiento pueden ser resumidas en las siguientes categorías (en base a los beneficios logrados).

- Prevenir o disminuir el riesgo de fallas
- Recuperar el desempeño
- Aumentar la vida útil/diferir inversiones
- Seguridad, ambiente y aspectos legales

5.2 ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO

5.2.1 Mantenimiento de reparación

Busca de una manera rápida y eficaz la solución de problemas cotidianos y evitar repetición de eventos mayores. El mantenimiento de reparación es realizado después que una falla ha ocurrido, esto es, el componente es usado hasta que deje de operar. El mantenimiento de reparación podría ser considerado como un último recurso, intuitivamente podría ser considerado como una clase de fracaso de la organización en la ejecución del mantenimiento, pero ese no es el caso. El mantenimiento de reparación tiene su lugar en una estrategia sólida de mantenimiento al menos en la etapa planificadora. El mantenimiento de reparación podría ser un primer acercamiento

para un grupo de componentes de un sistema donde los recursos están enfocados a otros activos posiblemente más importantes. Para equipos con fallas ocurriendo al azar y en forma instantánea, el mantenimiento de reparación podría ser la única opción [20]. De acuerdo con lo anterior se podría considerar rediseñar un sistema tomando en cuenta esta clase de fallas.

5.2.2 Mantenimiento Preventivo (PM)

Busca mejorar la confiabilidad mediante la utilización de técnicas que permitan la paulatina eliminación de las fallas tanto crónicas como potenciales. La meta del PM es prolongar la vida útil de los componentes del sistema. El tiempo de vida de los componentes puede ser prolongado cuando las causas de falla del componente y por consiguiente las frecuencias de fallas disminuyen. Esto depende directamente de la naturaleza de las causas. Una forma de entender la relación entre el mantenimiento y la confiabilidad sería estudiar estas causas.

Además, la planificación eficiente en base a costos, significa que los componentes correctos del sistema son mantenidos, en el tiempo correcto y con la actividad correcta de mantenimiento. En este contexto, esto significa canalizar el mantenimiento a los componentes críticos, aquellos que tienen un impacto significativo en la confiabilidad del sistema para reducir las causas dominantes.

El objetivo del mantenimiento preventivo es evitar costos de mantenimiento de reparación y otros costos que forman parte de una falla inesperada de un componente.

El mantenimiento preventivo se puede dividir en dos grupos: (i) Mantenimiento periódico y (ii) Mantenimiento basado en condición.

El mantenimiento periódico es aquel donde las tareas se realizan a intervalos normales. Ésta es una buena estrategia en caso que las fallas ocurren en forma regular. Los espacios de tiempo entre mantenimientos deberían basarse en el tiempo esperado para la falla. Usualmente los espacios de tiempo se basan en las especificaciones del fabricante o las políticas de la empresa. El fabricante puede estar más interesado que su producto no deje de operar durante el tiempo de la garantía que en los costos de mantenimiento de la empresa. Por otro lado, las políticas de compañía rara vez consideran marcas diferentes, uso y ambiente. Lo anterior se constituye en un riesgo potencial dentro del mantenimiento periódico si este es realizado en éstos espacios de tiempo generalizados.

El mantenimiento basado en condición es realizado analizando datos que revelan información acerca de las características de desempeño de un equipo o componente. Esta técnica de mantenimiento se basa en dispositivos utilizados para vigilar, detectar y diagnosticar la condición de los equipamientos considerados. Por lo tanto, el objetivo de la técnica de vigilancia de la condición es suministrar información referente a la condición real del equipamiento y a los cambios que se producen en esa condición. Es importante entender el comportamiento del equipamiento al producirse la falla, para que puedan seleccionarse las técnicas de vigilancia más efectivas. La decisión sobre la selección de las técnicas de vigilancia de la condición depende en gran medida del tipo de dispositivo usado, y en último término viene determinada por consideraciones económicas y/o de seguridad. Debido al creciente interés en esta técnica durante los últimos años, existen muchos desarrollos de dispositivos relacionados con la vigilancia de la condición de los equipamientos. Los sensores, instrumentos, y dispositivos de grabación y de análisis han mejorado notablemente. Este desarrollo ha permitido obtener información más confiable acerca de la condición de los equipos. Una vez que se instalan los sensores de vigilancia de la condición y se recogen los datos, es necesario tener métodos confiables de interpretación de los mismos, para detectar en qué momento ocurren las fallas. Una tarea de mantenimiento condicional eficaz exige un gran número de medidas, efectuadas a intervalos que aseguren la identificación del cambio en la condición de los equipos, con tiempo suficiente antes de la acción correctiva. Actualmente hay gran variedad de técnicas de vigilancia y pueden dividirse en categorías según distintos criterios: Vigilancia de vibraciones; de aceites aislantes; Inspección visual; Técnicas de ensayo o pruebas (termografía, ultrasonido, emisión acústica, etc.)

5.2.3 Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM)

Esta técnica surge a finales de los años sesenta como respuesta al incremento de costos y actividades del mantenimiento de las aeronaves (básicamente preventivo). En esta industria demuestra ser muy efectivo, no solo bajando los costos y actividades de mantenimiento, sino que además mejora los niveles de confiabilidad, disponibilidad y seguridad. Estos éxitos lo hicieron recomendable a otras industrias, como la militar, petrolera y generación de electricidad. 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 donde y que tipo de mantenimiento hacer. En el capítulo siguiente se muestra con mayor detalle los principios y características de esta metodología.

5.3 CAMBIOS Y NUEVAS TENDENCIAS EN MANTENIMIENTO

La CIGRÉ es una organización permanente no gubernamental con sede en Francia. Este grupo de trabajo desarrolló una encuesta para obtener mayor información acerca de las tendencias en planificación, diseño, operación, mantenimiento, extensión y renovación en sistemas de potencia.

Un resumen ejecutivo del estudio se presenta en [46]. De acuerdo a los resultados, es evidente que los servicios públicos de distribución de energía eléctrica a nivel mundial han ido cambiando su organización en respuesta a la desregulación del servicio.

La privatización de compañías, la exigencia de rendimiento en las actividades de distribución, transmisión y de generación, han hecho sentir su presión para reducir costos operacionales y de mantenimiento. Por otro lado, el mantenimiento, el diseño, la construcción y una cierta cantidad de tareas de operación de los sistemas eléctricos están progresivamente siendo subcontratados.

Las fuerzas motrices detrás de estos cambios apuntan más a factores institucionales, comerciales y económicos que consideraciones técnicas. Otra tendencia proyectada identificada en los resultados es que los fabricantes se incorporan progresivamente en los sistemas de mantenimiento.

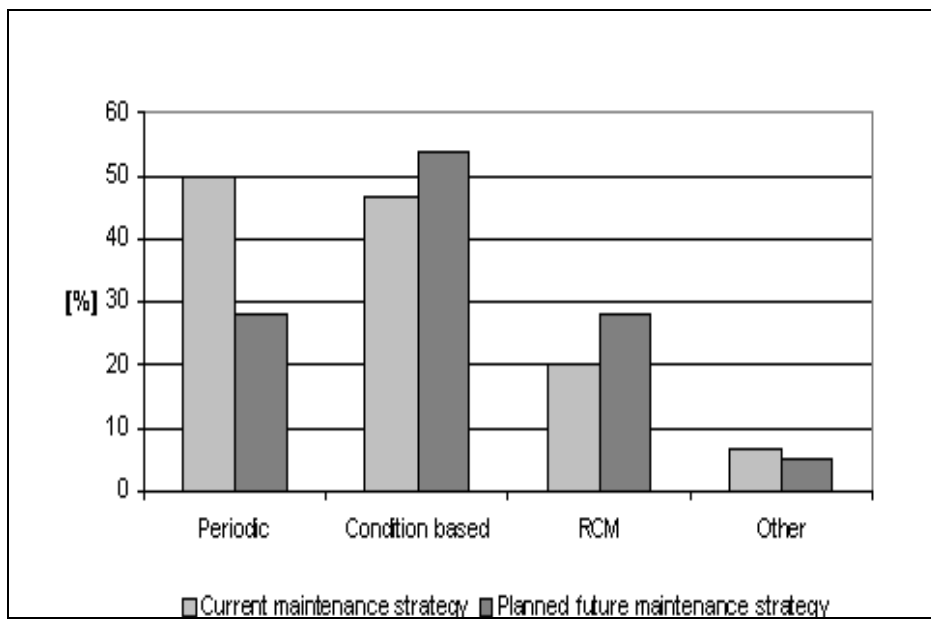
Parte de las conclusiones del informe son mostradas a continuación.

- El 39 % de los servicios públicos emprenden sus actividades de mantenimiento en espacios de tiempo fijos, y 30 % en monitorear condiciones. Muchos servicios públicos desarrollan el mantenimiento de sus activos basados en la condición o la confiabilidad de los sistemas o ambos.
- Cerca de la mitad de los servicios públicos y manufacturas han realizado estudios de confiabilidad para optimizar su mantenimiento. Estos estudios de confiabilidad dieron como resultado la introducción de mayor flexibilidad y diversidad en los intervalos de mantenimiento,
- Según las respuestas, El 89 % de las empresas encuestadas piensa que la competencia para lograr confiabilidad óptima y por consiguiente "más específica" en partes diferentes del sistema es la tendencia para el futuro,

- Los datos referentes a la frecuencia de reparación y el mantenimiento - se indicó - están disponibles, pero los datos en los modos de falla - se afirmó - son más difíciles de establecer.

De acuerdo al estudio, las empresas manifiestan cambios en como realizan sus actividades de mantenimiento y cuales serán sus tendencias futuras lo que se muestra en la figura 5.1, a diferencia de lo observado a principio de 1990 donde la distribución porcentual estaba dada por: Mantenimiento de reparación (5 %); Mantenimiento Periódico (90 %) y Mantenimiento basado en Condición (5 %)

Figura 5.1. Gráfico estrategias actuales y planificadas de mantenimiento [46].



VI MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)

Este capítulo presenta el método RCM así como la experiencia de usar el método en variados ámbitos del sector eléctrico. El capítulo también resume la formulación del esquema RCM e introduce los estudios aplicativos que conducen a la metodología propuesta para el plan de mantenimiento.

6.1 ASPECTOS GENERALES DE RCM (Reliability Centered Maintenance)

6.1.1 Concepto RCM

El término RCM se identifica con el rol de enfocar actividades de mantenimiento hacia aspectos de confiabilidad. La metodología RCM provee un esquema para desarrollar y programar en forma óptima un programa de mantenimiento. La meta de RCM es optimizar la ejecución del mantenimiento (esfuerzos y acciones) en una forma sistemática. El punto central es identificar los elementos que son relevantes para la función del sistema. La meta es lograr eficiencia en los costos controlando la participación del mantenimiento, lo cual insinúa un trueque entre el mantenimiento correctivo y preventivo.

6.1.2 Desarrollo Histórico del Método RCM

El concepto RCM se originó en la industria aeronáutica civil en la década de 1960 con la creación del Boeing 747. La complejidad y tamaño de la aeronave requería de planes de mantenimiento detallados para la obtención de las licencias. Por esta razón Airlines debió aunar esfuerzos para desarrollar una nueva estrategia de mantenimiento. El nuevo método estaba enfocado principalmente en identificar tareas de mantenimiento innecesarias y reducir costos de mantenimiento sin disminuir la seguridad y confiabilidad del sistema. El método resultante incluía una comprensión de la influencia del tiempo en la confiabilidad de los sistemas, además de identificar componentes críticos para ejecutar tareas de mantenimiento, poniendo énfasis en el funcionamiento del sistema. El programa de mantenimiento fue un éxito, los buenos resultados aumentaron el interés y el programa fue difundido.

La primera descripción se completó y fue publicada en 1978 [50], y en la década del los 80 el Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI) introdujo RCM en la industria nuclear. Hoy RCM está bajo estudio, y ha sido implementado por algunos servicios públicos del sector eléctrico para manejar la planificación del mantenimiento.

6.1.3 Consideraciones del método RCM

La misión de cualquier dispositivo es cumplir su demanda operativa a través de su vida útil en servicio de una forma segura y efectiva. El aprovechamiento del componente genera un beneficio para el usuario, éste debe ser expresado como la diferencia entre el valor obtenido por su operación y el costo asociado con su uso.

Los aspectos específicos de la aplicación de una metodología RCM son elementos analizados a la luz de la falla de los equipos, que han ocurrido y que pueden potencialmente aparecer. Se fundamenta en:

- Evaluación de cada componente de los equipos y sistemas, su estado y función.
- Identificación de los componentes críticos.
- Aplicación de las técnicas de mantenimiento.
- Chequeo en sitio y en operación del estado físico y funcional de los elementos mediante permanente revisión y análisis.

De esta forma se realiza una conceptualización sobre sus estándares de funcionamiento.

6.2 EL MÉTODO RCM

6.2.1 Estructura general de análisis RCM

El mantenimiento centrado en la confiabilidad es una filosofía de mantenimiento que lidera un proceso de análisis de sistemas para desarrollar y optimizar los programas de mantenimiento preventivo en las organizaciones.

La ejecución de una metodología RCM supone el seguimiento de pasos o etapas específicos para lograr una forma de implementación coherente, estos pasos se describen luego de forma ordenada y resumida.

El proceso de análisis requiere el conocimiento de los elementos significativos del sistema, determinar modos de falla y análisis de efecto, evaluar consecuencias de falla y tareas de mantenimiento.

RCM provee un esquema formal para manejar la complejidad de los asuntos de mantenimiento

pero no suma nada nuevo en un sentido estrictamente técnico, RCM y los procedimientos pueden ser expresados en formas diferentes [50], [51] y [52], de cualquier forma el concepto y principio fundamental del método permanecen igual.

Las siguientes características se originan de la primera definición de RCM [51], y definen y caracterizan el método:

- Preservación de la función del sistema,
- Identificación de modos de falla,
- Establecimiento de prioridades, y
- Selección de tareas aplicables y efectivas de mantenimiento.

Hay varias formulaciones diferentes en el proceso de crear un esquema RCM y lograr un programa de mantenimiento óptimo, en la literatura se distinguen tres formulaciones diferentes. Dos de estas formulaciones son derivaciones de la definición original RCM, y la tercera es un acercamiento basado en un set de preguntas en vez de pasos.

Herrero

Herrero definió un proceso sistemático para RCM implementando las siguientes características que han estado definidas en [51].

1. Colección y selección de información del sistema,
2. Definición de los límites del sistema,
3. Descripción del sistema y diagramas de bloques funcionales.
4. Fallas funcionales.
5. Análisis Modo de fallas y Efectos (FMEA).
6. Análisis lógico (LTA) del árbol de decisiones.
7. Selección de tareas de mantenimiento.

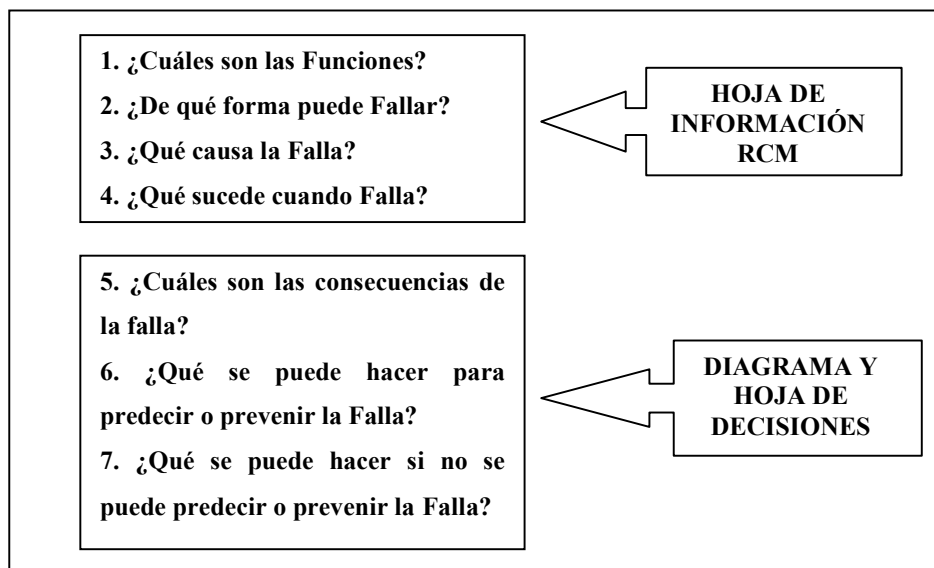
Nowlan

El proceso para desarrollar un programa inicial RCM cuando la información requerida falta, consta de los siguientes pasos [50]:

- Dividir el sistema en componentes de modo de identificar que partes del sistema requieren de un estudio intensivo,
- Identificar componentes con importancia extrema para el sistema en cuanto a funcionalidad, seguridad o revisten consecuencias económicas importantes frente a fallas, y que requieren un plan de mantenimiento,
- Evaluar los requisitos de mantenimiento para cada componente importante en términos de las consecuencias de falla, seleccionando sólo tareas que satisfagan estos requisitos,
- Identificar componentes para los cuales ninguna tarea aplicable o efectiva puede ser encontrada,
- Hacer una selección de intervalos iniciales conservadores para cada una de las tareas propuestas,
- Establecer un programa de inspección para componentes envejecidos con el fin de contar con información necesaria para revisar decisiones iniciales.

Moumbray

Para analizar los aspectos de mantenimiento de un sistema y sus componentes, el primer paso es identificar los elementos del sistema, y cuál de éstos deben ser analizados. Después el proceso RCM puede ser formulado en base a siete preguntas para cada uno de los componentes seleccionados [52]. Las siete preguntas generales son:



6.2.2 Selección del sistema y sus límites

El objetivo fundamental de esta etapa es la selección de los sistemas candidatos a ser objetos de análisis y la identificación de sus límites físicos. (Esreda, 2001,26).

Un componente catalogado como crítico supone la exigencia de establecer alguna tarea eficiente de mantenimiento preventivo o predictivo que permita impedir sus posibles causas de falla.

6.2.3 Análisis del sistema

Los elementos o equipos que conforman una red eléctrica cumplen una función específica dentro de los sistemas o subsistemas, los que a su vez operan basándose en un estándar de funcionamiento para así lograr un fin determinado de operación.

La falla hace que un componente trabaje fuera de los estándares establecidos por los fabricantes, por ello es importante utilizar herramientas de manejo de fallas, con previa identificación de las mismas (Sierra, 1999,62).

Para el análisis del sistema se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- La identificación de las funciones del sistema.
- La identificación de fallas funcionales y sus efectos.
- Fallas funcionales y orden jerárquico por criticidad.
- Determinación de componentes críticos.

6.2.4 Consecuencias de falla

Las empresas que utilizan un determinado activo se afecta de alguna forma cuando ocurre una falla. Algunas de estas fallas afectan tanto la calidad del componente como el servicio al cliente, otras amenazan la seguridad o el medio ambiente, incrementan los costos de operación y otras tienen algún impacto en todas o algunas de estas áreas.

Las fallas de este tipo presentan problemas cuando no son prevenidas ya que el tiempo que se destina en corregirlas afecta a las empresas, debido a que los recursos que consume la falla se podrían utilizar mejor en otra parte.

La naturaleza y severidad de estos efectos gobierna las consecuencias de la falla. Los efectos de la falla nos indican que es lo que pasa cuando ocurre una falla y las consecuencias nos indican

como y que tan importante son. Por lo tanto si se puede reducir los efectos de falla en términos de frecuencia y/o severidad se esta reduciendo también las consecuencias asociadas.

6.2.5 Evaluación de tareas propuestas

El paso de evaluación de tareas es usado para guiar el análisis a través de un proceso de preguntas y respuestas. La información suministrada para aplicar la lógica de decisiones RCM son los modos de falla dominantes encontrados en los pasos anteriores.

Las tareas de mantenimiento para eliminar cada modo de falla son evaluadas por su aplicabilidad y efectividad. El criterio usado para determinar la aplicabilidad depende del tipo de tarea preventiva mientras que la efectividad depende de las consecuencias de falla.

Las tareas de mantenimiento preventivo desarrolladas por RCM están basadas en las características de confiabilidad de los equipos. Estas tareas son también inspecciones o cambios con una frecuencia establecida. El proceso lógico de RCM determina requerimientos e intervalos iniciales para las siguientes tareas preventivas:

- Limpieza
- Condición
- Tareas por vida límite
- Combinaciones
- Búsqueda de falla

6.3 ANÁLISIS DE CRITICIDAD Y OPTIMIZACIÓN

El costo de interrupción debido a pérdida de suministro hacia los clientes es de importancia crucial para las empresas distribuidoras. Este costo depende de fallas de los componentes en el sistema de distribución.

Sin embargo, la contribución de componentes individuales para las fallas del sistema depende de las características de confiabilidad de cada componente y de su posición en la estructura de la red. Consecuentemente, es importante evaluar la importancia del efecto de cada componente en el costo total de interrupción. Además, el conocimiento de la importancia de componentes individuales puede usarse para mejorar rutinas de administración de las instalaciones, por ejemplo para la optimización de mantenimiento.

Un método conocido para deducir planes eficientes de mantenimiento con centro en la confiabilidad es el método de mantenimiento RCM, dónde las acciones preventivas de mantenimiento están relacionadas con la confiabilidad del sistema. En este método los componentes críticos son identificados por el análisis de sensibilidad con relación a su efecto sobre la confiabilidad del sistema. Entonces estos componentes podrán ser considerados al analizar el efecto de las diferentes estrategias posibles de mantenimiento para obtener la mayor parte de un plan de mantenimiento eficiente en base a costos.

6.3.1 Método del índice de importancia

Para evaluar pérdidas en diferentes puntos de carga una interpretación monetaria se hace para las interrupciones, donde los costos de interrupción son específicos para cada punto de carga. Esta interpretación monetaria hace posible comparar y sumar todos los efectos de interrupciones de todos los nodos del cliente en la red. Hay tres ventajas principales de esta decodificación. Primero, la actuación de nodos diferentes puede ser comparada y evaluada. En segundo lugar, la decodificación monetaria conduce a un indicador de actuación menos abstracto para la red entera. Y finalmente, dado que los costos destinados para interrupciones tiene significado para el negocio, los resultados pueden ser usados para tomar mejores decisiones comerciales basados en la rentabilidad de diferentes acciones de mantenimiento.

6.3.2 Costo de Interrupción

Los costos para interrupciones en nivel de sistema son uno de los aportes principales del método y serán discutidos en este pasaje. Para las redes eléctricas estos costos son usualmente llamados costos de interrupción y representan el costo en los diferentes puntos de carga del sistema. El costo resultante de la interrupción del sistema será usado luego en el cálculo del índice de importancia. Los costos de interrupción de puntos de carga se basan en el número de interrupciones y la duración total de interrupción del nodo durante el tiempo estudiado. Esto significa que el costo de una interrupción específica es definido como un costo inicial y un costo que depende linealmente con la duración de la interrupción. Este modelo de costo de interrupción se basa en [32]

$$C_s = \sum_L (\lambda_L k_L + E_L c_L)$$

Dónde C_s es el costo total de interrupción para el sistema, λ_L [Int/año] y E_L [kWh/año] son índices de confiabilidad para el punto de carga L , y k_L y c_L son constantes que representan costos para

distintos tipos de clientes y su composición, y el consumo promedio de potencia en el punto de carga L . Se observa que λ_L y E_L son funciones de datos de entrada, o sea los resultados del cálculos de confiabilidad basados en la frecuencia de fallas, tasa de reparación y estructura de la red.

Las ventajas logradas con este modelo es que se utilizan cálculos simples y en caso de datos escasos, es fácil hacer una estimación de datos en esta forma.

Un punto importante es decidir lo que estos costos de interrupción deberían considerar, es decir, qué costos deberían ser incluidos en los parámetros k_L y c_L . Si un usuario final aplica el método, los costos probablemente serían realmente altos. Por otra parte si un dueño de la red con pocos o ninguno de los incentivos para la satisfacción del cliente estableciera los costos, los costos de interrupción serían bajos (tal vez basado solamente en la energía no suministrada). Un caso más realista es probablemente un dueño de la red con incentivos altos para la satisfacción del cliente (o sea considerando las relaciones públicas y la regulación de autoridades).

6.3.3 Índice de Importancia

El método del índice de importancia se basa en el concepto Birnbaum de la medida de importancia del componente [33], también llamada importancia estructural [34], y es utilizada para análisis de redes multi-objetivo, o sea sistemas que tienen niveles diferentes de función (por ejemplo; Las redes que sirven varios puntos de carga).

Como el costo de interrupción, la estructura de la red y la confiabilidad de los componentes involucrados son conocidas, es posible calcular el desempeño esperado de toda la red en los términos de costo total de sistema causado por interrupciones. Luego un análisis de sensibilidad puede ser realizado sumando un incremento pequeño $\Delta\lambda$ en las frecuencias de falla del componente y luego recalculando el costo total de la interrupción. Esto conducirá a pequeños cambios en la confiabilidad de los puntos de carga (índices λ_L y E_L), y por lo tanto, cambios en el costo total para el sistema C_S . Dividiendo la diferencia de costos por $\Delta\lambda$, se logra una diferenciación numérica. Esto puede realizarse para cada componente, lo cual conduce a un análisis de sensibilidad completo.

$$I_L^H = \frac{C_S(\lambda_L + \Delta\lambda_L) - C_S(\lambda_L)}{\Delta\lambda_L} = \frac{\partial C_S}{\partial \lambda_L}$$

El índice de importancia se expresa como una derivada parcial, con respecto a la frecuencia de fallas del componente. Donde I_L^H , es el índice propuesto de importancia y C_s el costo de la interrupción de sistema, durante el periodo estudiado.

Este proceso resulta en una lista consistente con todos los componentes involucrados y su importancia para el sistema entero. Este índice de importancia es una diferenciación numérica del costo total de interrupción de sistema con relación a la frecuencia de fallas del componente específico. En otras palabras este índice nos dice cómo es el afecto de confiabilidad del componente en el costo total de interrupción. Un valor grande significa que la confiabilidad específica es importante para el sistema y un valor bajo tiene significado opuesto.

$$\Delta C_s = I_L^H \Delta \lambda_L \quad [\text{U\$/año}]$$

Esta dependencia lineal es sólo válida para los cambios en un componente a la vez o para cambios en componentes que no se influyen entre si.

6.3.4 Potencial de Mantenimiento

Multiplicando cada frecuencia de fallas de componentes con su índice de importancia, la contribución de cada componente para el costo total de interrupción puede ser estimada. Esta contribución puede ser interpretada como potencial de mantenimiento. Potencial en el sentido que ésta es la máxima cantidad que se puede ahorrar en el componente específico.

$$C_i \approx I_i^H \lambda_i \quad [\text{U\$/año}] \text{ por componente}$$

$$C_T \approx \sum_i C_i \quad [\text{U\$/año}]$$

Este resultado complementa el índice de importancia, y usado conjuntamente los componentes más críticos del sistema pueden ser identificados. En este caso crítico se refiere a las posiciones de componentes importantes y los componentes que presentan una contribución alta al costo total de interrupción.

6.3.5 Identificación de componentes críticos

Representando gráficamente en una figura con mantenimiento potencial en el eje horizontal y la importancia del componente en el eje vertical es posible obtener una visión general sobre el valor de los componentes para el sistema. Con el índice de importancia presentado de esta forma cabe

ordenar los componentes en una lista de priorización. La lista de priorización puede utilizarse para identificar componentes con importancia extrema de confiabilidad, y acciones especiales pueden ser consideradas para estos componentes. Los componentes con un valor alto de confiabilidad probablemente deberían tener mucha atención en términos de mantenimiento y/o podrían ser rediseñados, mientras que los componentes con valores bajos pueden estar siendo sobremantenidos hoy en día.

En el caso de líneas aéreas, una lista de priorización provee soporte de decisión para acciones de reemplazo de líneas desnudas por cables protegidos o por líneas subterráneas, y además permite orientar planes de poda estableciendo donde es importante podar en forma intensa (así como donde podar menos intensamente). Por lo tanto, la lista de priorización es una herramienta que puede proveer la respuesta a la pregunta en que orden las líneas deben ser mantenidas o reemplazadas.

6.4 APLICACIONES DOCUMENTADAS DE RCM

6.4.1 Experiencia Internacional

Existe gran interés en los beneficios y la aplicabilidad del método RCM para los sistemas de transmisión y de distribución. Esta materia ha sido estudiada por CIGRE al interior de uno de sus grupos de trabajo, lo cual dio como resultado un informe que muestra la experiencia de varios servicios públicos del área eléctrica de potencia: EdF (Francia), BPA (EEUU), HQ (Canadá), y TEPCO (Japón).

En EdF se planteó un primer método para incorporar el aspecto de modos de fallas en planes de mantenimiento en el año 1985 y fue aplicado a dispositivos de distribución. La desventaja principal con el método fue que no se tomó en cuenta el nivel de criticidad diferente que los componentes pudieron tener en el sistema. Posteriormente en 1995-1996, se llevó adelante un estudio piloto RCM en un sistema de subtransmisión relacionado con equipos terminales (envejecido). La conclusión fue que este método realzó el mantenimiento planificado como la manera para motivar más mantenimiento en un componente de mayor importancia, este resultado significó sacar ese componente del sistema más frecuentemente para el mantenimiento.

EPRI inició la aplicación RCM en la industria de potencia en USA, y el acercamiento también ha sido aplicado en Europa, Francia, Irlanda y Escandinavia.

RCM ha sido aplicado para el mantenimiento planificando en centrales hidroeléctricas en Noruega. La experiencia ganada de esta aplicación y las características esenciales de RCM se replantean en el informe.

En Suecia el Instituto KTH ha utilizado con éxito la metodología RCM a través de experiencias prácticas sobre los sistemas eléctricos de distribución. En este sentido poder identificar el estatus de instalaciones eléctricas es de interés fundamental para los servicios públicos de energía, y una meta final sería poder determinar el período de vida restante de los equipos. Con esto las operaciones de mantenimiento o reemplazo podrían ser planificadas en forma óptima. Un método para el diagnóstico del estatus de cables XLPE en líneas subterráneas ha sido desarrollado en forma exitosa en KTH. Ciertos parámetros cablegráficos son medidos, y con esto es posible clasificar el estado del cable. La competencia desarrollada en los diagnósticos, a partir de la experticia bien documentada, provee un excelente aporte y conocimiento de respaldo acerca del comportamiento de componentes para un análisis RCM. En consecuencia, se ha identificado que el manejo del mantenimiento en líneas subterráneas, principalmente por reemplazo, podría constituir un estudio de casos específico para RCM.

6.4.2 Introducción para un estudio aplicativo de RCM

La aplicación del esquema definido RCM constituye el siguiente paso en el desarrollo de una metodología general para el plan de mantenimiento. Los estudios de aplicación se han hecho sobre un alimentador de media tensión perteneciente a la empresa eléctrica CGE Distribución ubicado en la localidad de Buin: (i) un alimentador aéreo con predominio de líneas protegidas de aluminio, y (ii) un alimentador aéreo con predominio de líneas desnudas de cobre.

Estos estudios aplicativos han sido realizados usando el supuesto que una actividad de Mantenimiento Preventivo da como resultado una reducción porcentual en las causas de fallas para los componentes afectados. Además, da por supuesto que la frecuencia de fallas es también disminuida por un porcentaje equivalente.

Un aspecto importante de este estudio es poder comparar el efecto sobre la confiabilidad del sistema que tendría el reemplazo de líneas desnudas por cables protegidos en aquellas zonas identificadas como críticas para el sistema.

VII DESARROLLO METODOLÓGICO PARA EL PLAN DE MANTENIMIENTO

7.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se resume los resultados del estudio teórico preliminar para la elaboración de la metodología de análisis y el planteamiento del plan de mantenimiento propuesto. El cual fue aplicado a un sistema de distribución piloto con el fin de analizar su validez y realizar los ajustes necesarios para una formulación general.

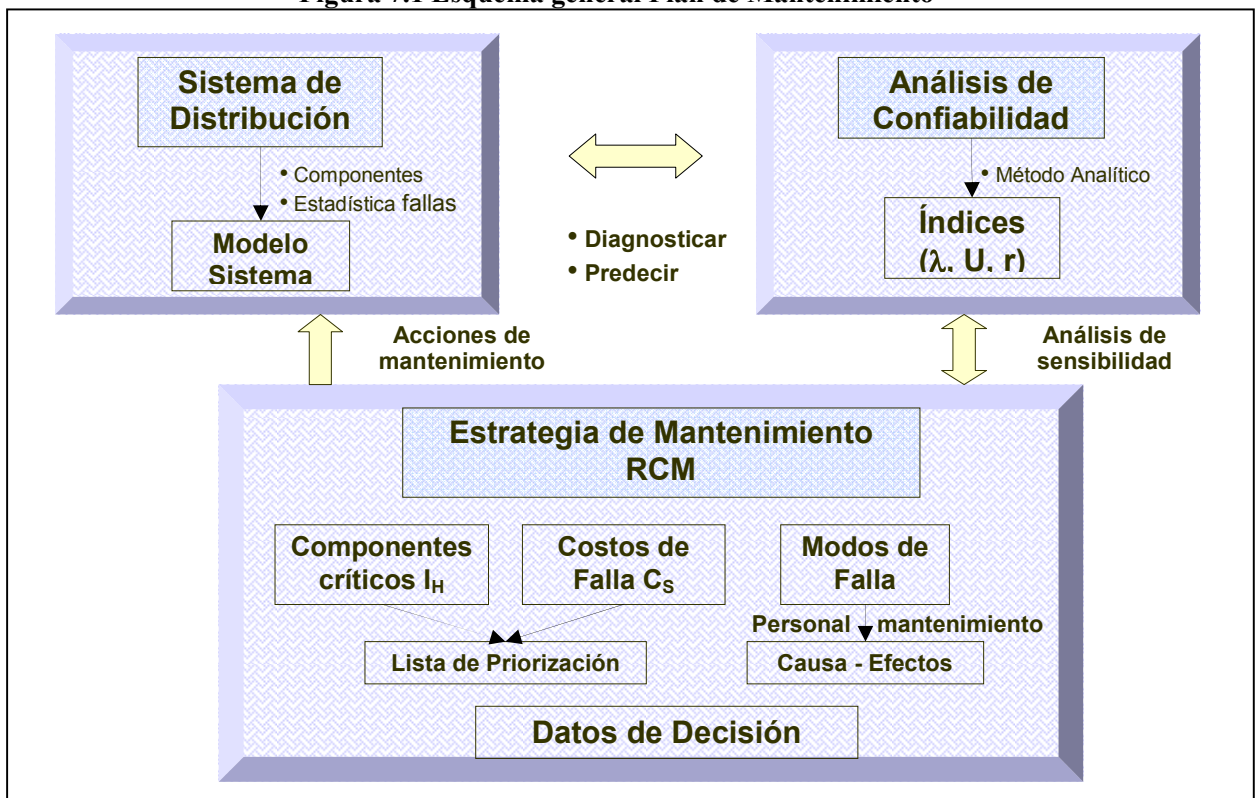
La metodología propuesta enfoca la atención en relacionar la confiabilidad del sistema con el mantenimiento preventivo (PM) sobre los componentes críticos de la red. El esquema presentado supone que una acción de mantenimiento preventivo sobre los componentes críticos del sistema da como resultado una reducción porcentual en las causas de falla.

7.2 ESQUEMA GENERAL PARA EL PLAN DE MANTENIMIENTO

7.2.1 Resumen y Diagrama esquemático

El siguiente diagrama de bloques (figura 7.1) define la forma y la interacción entre los tres módulos que conforman el plan de mantenimiento propuesto.

Figura 7.1 Esquema general Plan de Mantenimiento



7.2.2 Algoritmo general aplicado a sistemas eléctricos de distribución

Un algoritmo de mantenimiento puede ser formulado basado en la comprensión de los conceptos RCM y al estudio de experiencias adquiridas en aplicaciones simples de RCM. Este esquema identifica el rol central de definir la relación entre el comportamiento de los componentes y la confiabilidad del sistema, hecha a través de la evaluación de las causas de falla.

La Tabla 7.1 presenta el esquema RCM propuesto, que incluye los procedimientos principales para desarrollar el plan de Mantenimiento, y consecuentemente es también una de las conclusiones en el proceso de desarrollo de conformidad con el tema de esta memoria.

Tabla 7.1 Esquema general RCM propuesto

| Paso | Procedimiento | Nivel | Datos requeridos | Resultado |
|-------------|--|--------------|---------------------------|---|
| 1 | Análisis de Confiabilidad | Sistema | Datos de componentes | Índices de Confiabilidad. |
| 2 | Análisis de Sensibilidad | Sistema | Datos de componentes | Componentes Críticos |
| 3 | Análisis de Componentes Críticos | Componentes | Modos de falla | Componentes Críticos sujetos a mantención |
| 4 | Análisis de modos de falla | Componentes | Modos de falla y causas | Frecuencia de mantenimiento |
| 5 | Estimación tasa de fallas en componentes | Componentes | Frecuencia de Mantención | Tasa de fallas en componentes |
| 6 | Análisis de sensibilidad | Sistema | Frecuencia de Mantención. | Relación entre índices y PM |
| 7 | Análisis de costo Beneficio | Sistema | Costos | Plan RCM |

La Tabla 7.1 también identifica los siguientes asuntos: (i) El orden lógico de los diferentes procedimientos requeridos, (ii) la necesidad de interacción entre el sistema y los niveles de componentes, y (iii) una indicación de los diferentes datos de entrada necesitados.

El procedimiento global para desarrollar el esquema de mantenimiento RCM queda definido con las siguientes tres etapas:

- Etapa 1: Análisis de confiabilidad (análisis al nivel de sistema): Definir el sistema y evaluar componentes críticos para la confiabilidad del sistema (Pasos 1 y 2)
- Etapa 2: Evaluación del Mantenimiento Preventivo y comportamiento de componentes (análisis al nivel de componente): Analizar los componentes en detalle con el soporte de datos de entrada necesarios, definir una relación cuantitativa entre la confiabilidad y las medidas de Mantenimiento Preventivo (Pasos 3 al 5).
- Etapa 3: Confiabilidad del Sistema y el análisis de costo/beneficio (análisis al nivel de sistema): El efecto del Mantenimiento Preventivo en componentes es analizado con relación a la confiabilidad del sistema y beneficios en el costo para las diferentes estrategias de Mantenimiento Preventivo (los Pasos 6 y 7).

7.2.3 Datos requeridos para el análisis RCM

Los datos de entrada requeridos para lograr un análisis RCM son extensos. Por eso una parte central de análisis esta enfocado en cómo recolectar, seleccionar y definir estos datos.

En el nivel de sistema, los siguientes datos son requeridos:

- Descripción detallada del sistema,
- Esquema y diagrama unilineal del sistema (Topología),
- El Mantenimiento Preventivo y los programas de control, y
- Los compromisos o los requisitos para los programas existentes.

En el nivel de componentes, los siguientes datos son requeridos:

- Lista de componentes
- Datos de componentes, y su historia de fallas y de mantenimiento

Para el análisis de costo /beneficio, los siguientes datos son necesarios:

- El costo de inversión para mejorar la confiabilidad y el costo de interrupción por falla,
- El costo de emprender mantenimiento: fuerza de trabajo, materiales, equipos etcétera, y
- El costo de no realizar mantenimiento consistente en costos de interrupción para la empresa y para los clientes.

En el nivel de sistema, es necesario comprender los procedimientos globales involucrados en la planificación de mantenimiento. Adicionalmente, es fundamental un acercamiento y diálogo con el personal técnico y de terreno de la empresa distribuidora para conocer la relación entre el mantenimiento y la confiabilidad del sistema.

En el nivel de componentes, los siguientes asuntos necesitan discutirse:

- Los modos de falla de componentes y su ordenación por rango,
- ¿Cuáles modos pueden ser afectados por mantenimiento?
- Las relaciones entre las fallas y las duraciones, y
- Si el mantenimiento puede influir de manera constante la frecuencia de fallas o decrecer.

7.3 METODOLOGÍA PARA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD

En este estudio se propone un método de evaluación en base a una combinación de metodologías mostradas en el capítulo IV, aprovechando la radialidad de la red eléctrica y el sistema en serie desde el punto de vista de la confiabilidad. El método propuesto, consiste en determinar la calidad esperable que las redes de distribución pueden brindar con su topología actual, pero considerando criterios de eficiencia en lo que respecta a la gestión de las instalaciones.

La metodología, considera a la red eléctrica como un todo, relacionando la carga que alimenta, cantidad de consumidores, longitud de circuitos y otras variables que favorecen a la exactitud de la evaluación; vale decir que se evita un análisis individual de cada equipo.

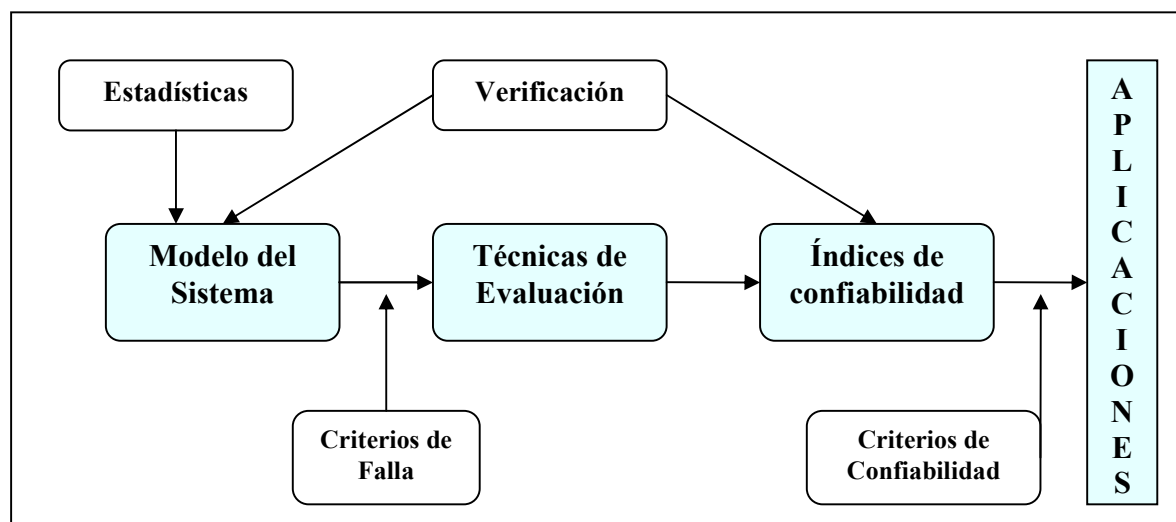


Figura 7.2 Metodología para análisis de confiabilidad

La base teórica fue presentada en el Capítulo IV, y permite generar un algoritmo simple para evaluar índices de confiabilidad en una red eléctrica de distribución. El propósito de esta herramienta en la metodología propuesta para el plan de mantenimiento es ilustrar el efecto que las fallas de los componentes tienen en la confiabilidad del sistema, con el fin de realizar un diagnóstico y predecir el comportamiento de las redes de distribución, además de realizar análisis de sensibilidad frente a cambios propuestos en el sistema.

Algoritmo Básico

Los índices de salida son medidas de confiabilidad en cada punto de carga (índices de punto de carga), y del comportamiento promedio del sistema global (índices del sistema). Estos son evaluados como valores esperados promedios ya sea de punto de carga o los índices de sistema.

a) Describir la topología de la red, separando los diferentes tramos y arranques del alimentador, con los equipos de seccionamiento asociado. Cada tramo debe ser caracterizado por sus parámetros de frecuencia y duración de fallas (Modelo del sistema).

b) Preparar una matriz $n \times n$, donde n es el número de elementos del modelo.

c) Tomando un tramo a la vez, simular una falla (en un tramo “i”).

d) Para el resto de los elementos, j , analizar los efectos de la protección y seccionamiento asociados al elemento i , y reconocerlos como estados Normal (N), Restablecible (R), Transferible (T), Intransferible (I), o Irrestablecible (J), según se explicó en la sección III.

e) Calcular los índices de continuidad de suministro (frecuencia y duración de fallas) para cada uno de los elementos del sistema según ecuaciones.....

f) Calcular los índices asociados a clientes (puntos de carga) y al sistema general.

Cada tramo tiene que ver aisladamente con una cierta cantidad de fallas. Sin embargo, la cantidad de veces que se ve afectado por cortes de suministro de electricidad es mayor, debido a los efectos de fallas en otros tramos.

7.4 ANÁLISIS DE CRITICIDAD Y POTENCIAL DE MANTENIMIENTO

Este trabajo propone el método presentado en el Capítulo V para identificar componentes críticos basados en su importancia individual para la red. El método define un índice de importancia para cada componente en la red, y luego basado en la contribución sobre el costo total de interrupción se define el potencial de mantenimiento. Este método, llamado método del índice de importancia, puede ser aplicado a la estructura general del sistema de distribución.

En la Figura 7.3 se presenta la lógica para el método del índice de Importancia propuesto. Como primer paso los datos necesarios que deben ser considerados incluyen; La estructura de la red, los tiempos de reparación y frecuencias de fallas de componentes, y los costos de interrupción en el nivel del cliente. Los datos recopilados se usan para efectuar un análisis de confiabilidad, obtener interrupciones esperadas (número y duración) para el punto de carga (nodo del cliente). Después de realizar el análisis de confiabilidad las interrupciones esperadas son interpretadas como costos. El paso siguiente al cálculo del índice de importancia involucra un análisis de sensibilidad, lo cual es realizado con relación a la frecuencia de fallas de componentes.

Con los índices resultantes de importancia para cada componente en la red, se crea una lista de priorización. Además, del índice de importancia y datos de entrada cabe computar la contribución de cada componente para el costo total de interrupción (potencial de mantenimiento). La lista de priorización combinada con la contribución de costo del componente provee una base para decisiones de administración de las instalaciones en un sistema de distribución.

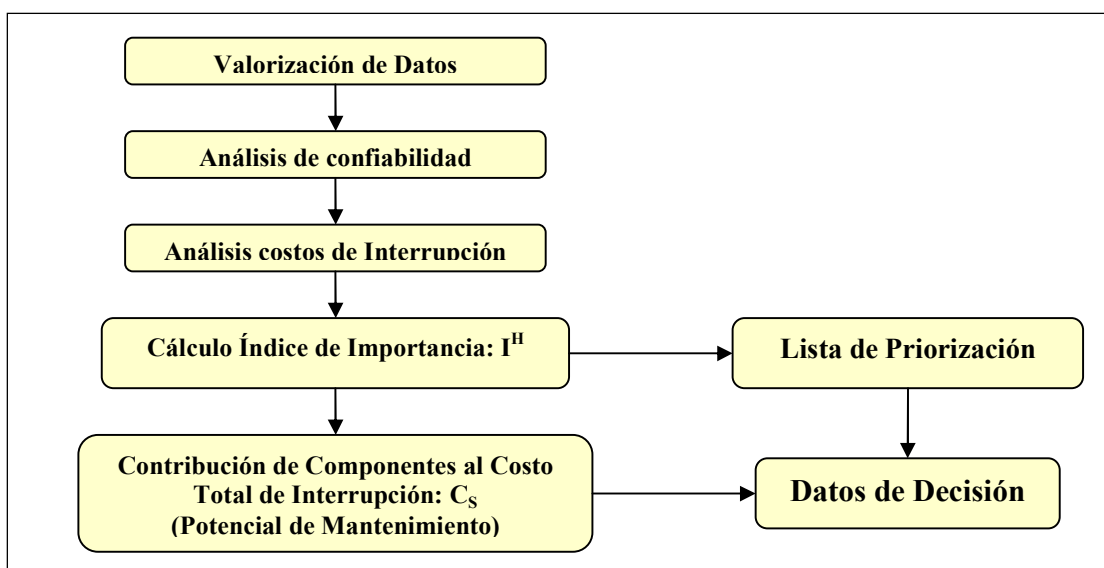


Figura 7.3 Lógica Método Índice de Importancia y Potencial de Mantenimiento

VIII APLICACIONES

8.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presentan los resultados de aplicar el método de análisis propuesto en un alimentador de distribución rural, ubicado en la localidad de Buin perteneciente a la empresa distribuidora CGED: un alimentador rural aéreo con predominio de líneas desnudas y algunos tramos con cables de aluminio protegido. Este análisis enfoca la atención en relacionar confiabilidad del sistema con el mantenimiento preventivo (PM) de los componentes incluidos como cables protegidos y líneas desnudas. En el esquema presentado, el supuesto básico es que una acción de mantenimiento da como resultado una reducción porcentual en las causas de falla de los componentes.

8.2 SISTEMA RURAL BUIN DE CGE DISTRIBUCIÓN

La red aérea de Buin es un sistema de distribución de 15 KV en media tensión localizado a 35 Kms al sur de Santiago, y forma parte del sistema aéreo de distribución de CGED. La red entrega suministro eléctrico a 40.000 clientes en 938 puntos de carga. El sistema de distribución Buin es alimentado por dos transformadores de 30 MVA 66/15 KV. El sistema consta de siete circuitos alimentados en forma radial desde la subestación primaria de Buin. La red incluye desconectores manuales y automáticos, además de sistema SCADA para la operación del sistema.

Según personal técnico, hay áreas especiales con problema de mantenimiento o dónde las ocurrencias de fallas son especialmente altas en el sistema. Esto podría señalar que hay debilidades en los procedimientos existentes para el mantenimiento planificando.

8.3 DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBAS

Los datos requeridos para el análisis fueron proporcionados por la empresa distribuidora y corresponden a registros históricos de fallas, número de clientes y potencias por alimentador. La topología de la red fue modelada con datos georeferenciados de las instalaciones. Como se ve en Figura 8.1, la confiabilidad de la red eléctrica puede analizarse separadamente por circuito. Los datos de salida están presentados en forma de índices de confiabilidad para los distintos nodos de los clientes.

8.3.1 Datos Estadísticos de fallas

Para el estudio aplicativo el modelo de red corresponde al presentado en la figura 8.1, este modelo incluye 24 componentes (tramos). En la red cada componente tiene una tasa de fallas y tiempo de reparación específica según se muestra en la tabla 8.1.

Los elementos de protección y maniobra se han considerado plenamente confiables, por esa razón se indican solamente los datos referentes a los tramos.

En la tabla se puede observar que a cada tramos de alimentador se asocia la potencia (KVA) instalada y cantidad de usuarios, los cuales se verán afectados al momento de ocurrida una falla.

Tabla 8.1 Datos de entrada para análisis de confiabilidad

| Parámetros para cálculo de Índices de Confiabilidad | | | | | | | | | |
|---|------------|----------|-----|-----|-----|-----|-----|----------|----------|
| Tramo | Fallas | Longitud | Tc | Tl | Tm | Tr | Tn | Potencia | Clientes |
| | 1/(Km*año) | (Kms) | min | min | min | min | min | (KVA) | |
| T01 | 0,58 | 1,26 | 10 | 15 | 20 | 90 | 15 | 6287 | 2415 |
| T02 | 0,58 | 2,23 | 10 | 10 | 20 | 90 | 15 | 1028 | 395 |
| T03 | 0,63 | 0,7 | 10 | 10 | 20 | 90 | 15 | 535 | 206 |
| T04 | 0,68 | 2,3 | 10 | 10 | 20 | 90 | 15 | 4910 | 1886 |
| T05 | 0,73 | 1,23 | 10 | 10 | 20 | 90 | 15 | 420 | 161 |
| T06 | 0,68 | 0,37 | 10 | 15 | 20 | 90 | 15 | 113 | 43 |
| T07 | 0,68 | 0,18 | 10 | 15 | 20 | 90 | 15 | 150 | 58 |
| T08 | 0,73 | 1,24 | 10 | 10 | 20 | 90 | 15 | 558 | 214 |
| T09 | 0,73 | 0,69 | 10 | 10 | 20 | 90 | 15 | 428 | 164 |
| T10 | 0,73 | 0,1 | 10 | 10 | 20 | 90 | 15 | 113 | 43 |
| T11 | 0,73 | 0,4 | 10 | 10 | 20 | 90 | 15 | 175 | 67 |
| T12 | 0,68 | 0,57 | 10 | 10 | 20 | 90 | 15 | 1445 | 555 |
| T13 | 0,68 | 0,13 | 10 | 10 | 20 | 90 | 15 | 88 | 34 |
| T14 | 0,68 | 0,25 | 10 | 10 | 20 | 90 | 15 | 38 | 14 |
| T15 | 0,68 | 0,36 | 10 | 10 | 20 | 90 | 15 | 295 | 113 |
| T16 | 0,68 | 1,78 | 10 | 10 | 20 | 90 | 15 | 520 | 200 |
| T17 | 0,68 | 0,37 | 10 | 10 | 20 | 90 | 15 | 205 | 79 |
| T18 | 0,68 | 0,06 | 10 | 10 | 20 | 90 | 15 | 430 | 165 |
| T19 | 0,68 | 0,28 | 10 | 10 | 20 | 90 | 15 | 210 | 81 |
| T20 | 0,68 | 0,83 | 10 | 10 | 20 | 90 | 15 | 1550 | 595 |
| T21 | 0,68 | 0,33 | 10 | 10 | 20 | 90 | 15 | 510 | 196 |
| T22 | 0,68 | 3,17 | 10 | 10 | 20 | 90 | 15 | 788 | 302 |
| T23 | 0,73 | 0,16 | 10 | 10 | 20 | 90 | 15 | 58 | 22 |
| T24 | 0,68 | 0,12 | 10 | 10 | 20 | 90 | 15 | 163 | 62 |

8.3.2 Diagrama unilineal de la red

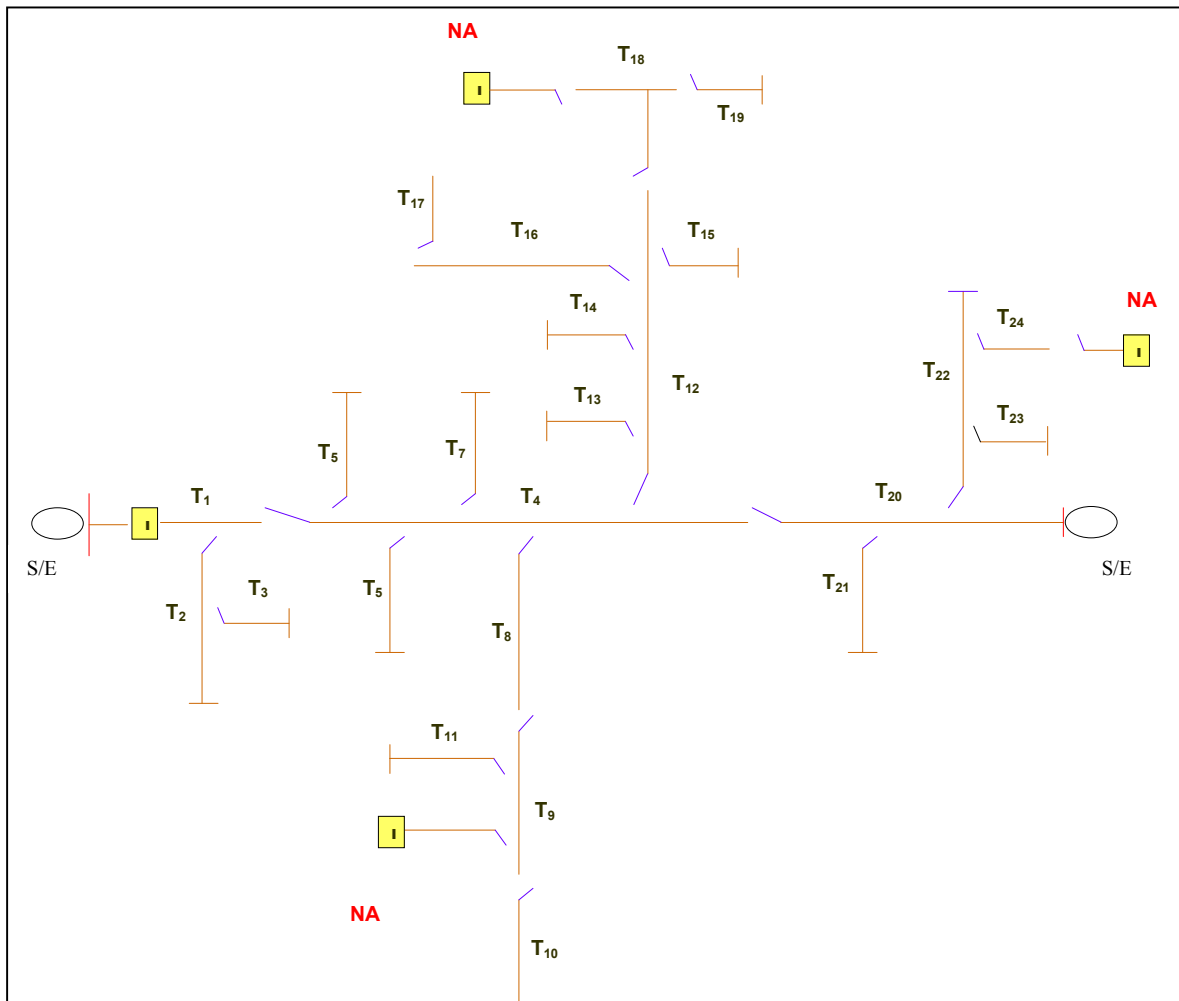


Figura 8.1 Diagrama Unilineal Sistema de prueba

Donde:

- S/E : Subestación primaria de distribución
- T_i : Tramo de línea
- I : Interruptor o reconectador automático
- NA : Dispositivo de maniobra normalmente abierto (límite de zona)

8.4 ANÁLISIS DEL SISTEMA

Para el estudio aplicativo se consideró datos estadísticos de un año y el criterio de falla utilizado es la pérdida total de suministro para los puntos de carga.

8.4.1 Análisis de Confiabilidad

El resultado de la evaluación de los índices de confiabilidad para cada tramo modelado se muestra en la tabla siguiente (Tabla 8.2), al igual que los índices generales del sistema SAIFI y SAIDI. La tabla incluye además el resultado de los índices de importancia y potencial de mantenimiento utilizados más adelante para identificar los componentes críticos del sistema.

Tabla 8.2 Índices de Confiabilidad

| Tramo | Nº Clientes | KVA Inst. | λ [fa/año] | r [hrs] | U [hrs/año] | Índice de Importancia [U\$/falla] | Potencial de Manten. [U\$/año] |
|----------------------|-------------|-----------|-----------------------|--------------|----------------|---|--------------------------------------|
| T01 | 2415 | 6287 | 0.73 | 2.42 | 1.75 | 1726 | 1260 |
| T02 | 395 | 1028 | 2.01 | 1.92 | 3.85 | 1350 | 2714 |
| T03 | 206 | 535 | 2.45 | 1.92 | 4.69 | 1315 | 3222 |
| T04 | 1886 | 4910 | 3.02 | 1.70 | 5.11 | 1678 | 5068 |
| T05 | 161 | 420 | 3.92 | 1.55 | 6.06 | 1197 | 4692 |
| T06 | 43 | 113 | 3.27 | 1.47 | 4.81 | 988 | 3231 |
| T07 | 58 | 150 | 3.14 | 1.45 | 4.56 | 450 | 1413 |
| T08 | 214 | 558 | 5.49 | 1.16 | 6.39 | 1400 | 7686 |
| T11 | 67 | 175 | 7.2 | 1.04 | 7.46 | 300 | 2160 |
| T12 | 555 | 1445 | 4.97 | 1.03 | 5.14 | 1506 | 7483 |
| T13 | 34 | 88 | 5.06 | 1.01 | 5.11 | 825 | 4175 |
| T14 | 14 | 38 | 5.14 | 1.03 | 5.27 | 650 | 3341 |
| T15 | 113 | 295 | 5.21 | 1.04 | 5.41 | 1263 | 6580 |
| T16 | 200 | 520 | 6.18 | 1.19 | 7.36 | 1303 | 8053 |
| T17 | 79 | 205 | 6.47 | 1.23 | 7.94 | 610 | 3947 |
| T18 | 165 | 430 | 5.4 | 0.92 | 4.99 | 1491 | 8051 |
| T19 | 81 | 210 | 5.55 | 0.95 | 5.27 | 900 | 4995 |
| T20 | 595 | 1550 | 5.14 | 1.08 | 5.56 | 1520 | 7813 |
| T21 | 196 | 510 | 5.37 | 1.06 | 5.71 | 1285 | 6900 |
| T22 | 302 | 788 | 7.87 | 1.33 | 10.44 | 1465 | 11530 |
| T23 | 22 | 58 | 7.98 | 1.2 | 9.59 | 507 | 4046 |
| T24 | 62 | 163 | 10.1 | 0.92 | 9.34 | 1405 | 14191 |
| TOTAL SISTEMA | | | 11.08 | 15.13 | | [U\$/Falla] | [U\$/año] |

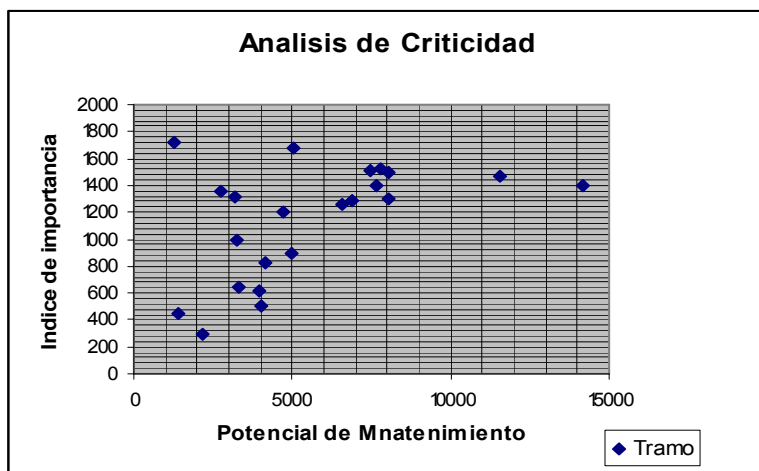
Los índices de confiabilidad obtenidos, muestran que mientras más alejados estén los puntos de carga, mayor es la probabilidad de fallas, incluso el tiempo de transferencia y reparación lo cual afecta y hace que la indisponibilidad del sistema se incremente. Por otro lado los índices generales del sistema muestran que un usuario de este alimentador ha experimentado 11,08 interrupciones con una duración promedio de 15.13 horas.

8.4.2 Identificación de Componentes Críticos

Con el índice de importancia y potencial de mantenimiento presentado en la tabla anterior, cabe ordenar los componentes con relación a su importancia en la confiabilidad del sistema según se muestra en la tabla siguiente (Tabla 8.3) configurando la llamada lista de priorización. La lista de priorización es utilizada para identificar componentes con importancia extrema para la red y donde acciones especiales pueden ser consideradas para estos componentes. Los componentes con un valor alto de estos índices deben tener mucha atención en términos de mantenimiento o deben ser rediseñados, mientras que los componentes con valores bajos están sujetos a revisión en el sentido que pueden estar siendo sobremantenidos lo que indicaría una mala distribución de los recursos de mantenimiento.

Tabla 8.3 Identificación de componentes críticos

| Tramo | Índice de Importancia [U\$/falla] | Potencial de Manten. [U\$/año] |
|-------|-----------------------------------|--------------------------------|
| T01 | 1726 | 1260 |
| T04 | 1678 | 5068 |
| T20 | 1520 | 7813 |
| T12 | 1506 | 7483 |
| T18 | 1491 | 8051 |
| T22 | 1465 | 11530 |
| T24 | 1405 | 14191 |
| T08 | 1400 | 7686 |
| T02 | 1350 | 2714 |
| T03 | 1315 | 3222 |
| T16 | 1303 | 8053 |
| T21 | 1285 | 6900 |
| T15 | 1263 | 6580 |
| T05 | 1197 | 4692 |
| T06 | 988 | 3231 |
| T19 | 900 | 4995 |
| T13 | 825 | 4175 |
| T14 | 650 | 3341 |
| T17 | 610 | 3947 |
| T23 | 507 | 4046 |
| T07 | 450 | 1413 |
| T11 | 300 | 2160 |



La representación gráfica mostrada, con mantenimiento potencial en el eje “x” e índice de importancia en el eje “y” entrega una visión general sobre el valor de los componentes para el sistema. Los componentes ubicados en la esquina superior derecha son los que causan las interrupciones más importantes y donde los cambios en la confiabilidad tienen consecuencias importantes para el costo total. Los componentes localizados en la esquina inferior izquierda son

relativamente poco importantes para el sistema. En la esquina superior izquierda, se encuentran los componentes con alta confiabilidad y baja contribución al costo de falla, si estos componentes obtienen una confiabilidad disminuida (aumento en la frecuencia de fallas) comenzarán a generar un alto costo para el sistema. En la esquina inferior derecha deberían estar los componentes que representan un costo alto en términos de interrupción y tienen una confiabilidad baja.

Para el caso bajo estudio, un sistema con predominio de líneas aéreas, una lista de priorización como la anterior provee soporte de decisión para acciones de mantenimiento como reemplazo de tramos de línea o para organizar planes de poda. Por lo tanto, la lista de priorización es una herramienta que entrega una respuesta a la pregunta de en que orden las líneas aéreas deben ser reemplazadas o podadas.

El paso siguiente en el análisis propuesto por el plan de mantenimiento es considerar las causas y modos de falla dominantes para dirigir en forma selectiva que acciones de mantenimiento son las más adecuadas para los componentes críticos del sistema identificados anteriormente.

8.4.3 Análisis de causas y modos de fallas

Como se discutía previamente, una forma de reducir la indisponibilidad de suministro es disminuyendo la frecuencia de interrupciones, esto a su vez se puede lograr enfocando la atención en las causas de falla. Una forma de ganar comprensión en la relación entre el mantenimiento y la confiabilidad es analizando estas causas. Esto sin embargo requiere conocimiento acerca del comportamiento de componentes por medio de estadísticas, reuniones con personal técnico y de las cuadrillas de emergencia, además de visitas a terreno.

Para el sistema en estudio, las estadísticas de falla desde el punto de vista de su causa arrojan los siguientes resultados que se resumen y muestran en la tabla 8.4

Tabla 8.4 Análisis causas de falla

| Causa de falla | Frecuencia | % |
|----------------------------------|-------------------|---------------|
| Material transportado por viento | 13 | 8,6% |
| Corrosión | 3 | 2,0% |
| Vibración | 2 | 1,3% |
| Árboles | 67 | 44,1% |
| Animales (aves, ratones, etc.) | 12 | 7,9% |
| Daño deliverado | 3 | 2,0% |
| Construcción defectuosa | 10 | 6,6% |
| Envejecimiento y desgaste | 30 | 19,7% |
| Material defectuoso | 12 | 7,9% |
| Total | 152 | 100,0% |

Además, se supone que estas causas de falla pueden ser afectadas o eliminadas por actividades de mantenimiento preventivo. Las fallas correspondientes pueden ser eliminadas y los índices de confiabilidad influenciados consecuentemente. En el esquema presentado, el supuesto básico considera que una acción de mantenimiento da como resultado una reducción porcentual en las causas de falla de los componentes.

La tabla 8.4 muestra que dos causas de fallas tienen un efecto predominante sobre la confiabilidad del sistema: árboles, y envejecimiento y desgaste.

Considerando que el mantenimiento puede ser realizado, y que el efecto de las fallas causadas por árboles y envejecimiento y el desgaste es eliminado, según la hipótesis planteada, se puede esperar que las fallas serán disminuidas en $(44.1\% + 19.7\% = 63.8\%)$. Por consiguiente, la frecuencia de fallas correspondiente sería disminuida por la misma cantidad.

Un aspecto importante a considerar luego del análisis de las causas de falla con personal de terreno y visitas de inspección a las redes bajo estudio, es que el 90% de los puntos críticos del sistema corresponde a líneas aéreas desnudas lo que es concordante con que la causa de falla dominante sean los árboles. Por otro lado, los tramos de red con tecnología space-cap y cables protegidos presentan buenos índices de confiabilidad, muy superiores a los presentados en líneas desnudas (aproximadamente 50%). Este hecho entrega información relevante sobre el comportamiento del sistema y permite concluir que una buena medida de mantenimiento preventivo para mejorar la confiabilidad del sistema sería realizar un reemplazo masivo de líneas aéreas desnudas por cables de aluminio protegido.

Otra observación importante a la luz del análisis con personal de terreno es que existen otros factores que podrían contribuir a la importancia y criticidad de los componentes y que dadas las hipótesis del estudio no estarían siendo consideradas en los resultados. Un ejemplo es el estado de postes de madera y otros elementos que forman parte de las redes de distribución, una razón principal para renovar podría ser la condición de deterioro de dichos elementos. Los componentes en una condición mala tienen probabilidad de ser priorizados dado que son más propensos a tener fallas que un componente común. La razón por qué el método presentado no identifica estos componentes “críticos” es la suposición de una frecuencia de fallas común (por Km.) para las líneas aéreas. Sin embargo, la condición de componentes específicos podría ser incluida en el cálculo de mantenimiento potencial por estadísticas más detalladas de las frecuencias de falla.

8.5 ACCIONES DE MANTENIMIENTO Y REVISIÓN METODOLÓGICA

8.5.1 Acciones de mantenimiento propuestas

Como se planteó anteriormente, una forma para mejorar la confiabilidad del sistema de distribución estudiado sería reemplazando masivamente líneas aéreas desnudas por cables protegidos de aluminio o por líneas subterráneas. Ésta es sin embargo una solución cara. Por consiguiente, es interesante estudiar cuantitativamente lo que significan estas soluciones y cual sería el beneficio en la confiabilidad del sistema.

El análisis económico enfoca la atención en el reemplazo de líneas aéreas desnudas con cables de aluminio protegido, aplicado sobre aquellos componentes identificados como críticos para el sistema. En este sentido, la tabla 8.5 muestra la acción propuesta y el costo asociado a dicha medida. El costo unitario por kilómetro de línea se calcula en \$15.000.000.- (US\$ 27.273) y considera el valor de materiales y mano de obra asociada.

Tabla 8.5 Costo de reemplazo líneas aéreas

| Tramo | Importancia [US/falla] | Potencial Mant. [US/año] | Longitud tramo [Kms.] | Costo de reemplazo [US] |
|----------------|----------------------------------|------------------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|
| T01 | 1726 | 1260 | 1.26 | 34.364 |
| T04 | 1678 | 5068 | 2.3 | 62.727 |
| T20 | 1520 | 7813 | 0.83 | 22.636 |
| T12 | 1506 | 7485 | 0.57 | 15.545 |
| T18 | 1491 | 8051 | 0.06 | 1.636 |
| T22 | 1465 | 11530 | 0.28 | 7.636 |
| T24 | 1405 | 14191 | 0.12 | 3.273 |
| T08 | 1400 | 7686 | 1.24 | 33.818 |
| T02 | 1350 | 2714 | 2.23 | 60.818 |
| T03 | 1315 | 3222 | 0.7 | 19.091 |
| T16 | 1303 | 8053 | 1.78 | 48.545 |
| T21 | 1285 | 6900 | 0.33 | 9.000 |
| T15 | 1263 | 6580 | 0.36 | 9.818 |
| T05 | 1197 | 4692 | 1.23 | 33.545 |
| Totales | | 95.245 | 13.29 | 362.454 |

Los resultados indican un alto costo frente a un reemplazo masivo de líneas, por lo que una asignación de recursos más selectiva es recomendable.

8.5.1 Revisión metodología propuesta

Considerando los resultados y la experiencia ganada con el estudio aplicativo sobre un sistema real, es posible revisar y complementar el método propuesto para el plan de mantenimiento. El conocimiento ganado puede dividirse en tres niveles:

- Nivel 1, el sistema y sus componentes,
- Nivel 2, causas de falla basadas en las estadísticas, y
- Nivel 3, detalles acerca de las causas de falla basadas en la experiencia de personal de mantenimiento.

En primer lugar, las estadísticas utilizadas para el análisis fueron estudiadas y permitieron la aplicación del método propuesto para el sistema en estudio, sin embargo, es importante recalcar que la calidad de la información es fundamental para la exactitud de los resultados. En segundo lugar, el foco de atención fue puesto en identificar los componentes críticos para el sistema y en identificar los modos de falla dominantes para dichos componentes. Los resultados obtenidos indican que el método propuesto arroja resultados coherentes y que permiten dar un soporte de decisión para actividades de mantenimiento. Para lograr un nivel más profundo en la comprensión de las causas de falla, los debates con personal de mantenimiento fueron un gran aporte y complemento del método.

La necesidad y los beneficios de los reportes de falla así como también mejorar la información han sido identificados.

La siguiente lista resume algunas recomendaciones resultantes de debates con personal de mantenimiento como base para revisar el sistema actual de información.

- Reportar información de componentes tratados individualmente. Esto ayudaría a identificar tendencias y acciones posibles, para reemplazo de componentes.
- Usar una lista de comprobación e inspección visual durante los acontecimientos de falla.
- Incorporar visitas de inspección usando varios sistemas de información (fotografías, mediciones, etc.) para obtener una comprensión integral del sistema y sus componentes.

- Mejorar información de retroalimentación y comunicación dentro de las diferentes partes activas involucradas en los procedimientos, por ejemplo compartiendo y discutiendo los resultados estadísticos.
- Proveer soporte necesario y asistencia en el largo trabajo de documentación guiado por expertos en el tema.

En resumen se propone que un sistema de documentación basado en inspección y análisis se cree para proveer soporte en la toma de decisiones para el mantenimiento planificando. La motivación para esto es y debe basarse en consideraciones económicas. Este trabajo ha mostrado el beneficio de tal sistema como soporte de decisión para tomar las acciones correctas de mantenimiento por componentes (RCM). Esto a su vez ayudaría a hacer uso óptimo de los recursos económicos que serían un incentivo con relación a requisitos y exigencias de autoridades y dueños.

Como resultado de lo anterior y de acuerdo con los fundamentos de la estrategia de mantenimiento RCM se elaboró un documento que pretende ser un complemento a la metodología propuesta, el cual se presenta como un punto anexo a la memoria (Anexo 2) y cuyo objetivo es disponer de procedimientos de inspección sistemática basadas en análisis causa efecto en los sistemas aéreos de la red de distribución de media tensión (MT), y los componentes de éstas, para unificar criterios respecto al tema, así también, fijar una base común que permita controlar el mantenimiento realizado. Lo anterior teniendo como punto de partida los componentes críticos del sistema y así determinar las mejores acciones posibles de mantenimiento en la búsqueda de mejorar la confiabilidad del sistema.

VIII CONCLUSIONES Y COMENTARIOS

- Se han desarrollado métodos y técnicas básicas para soportar estrategias de Mantenimiento Preventivo en Sistemas Eléctricos de Distribución. La metodología propuesta entrega soporte de decisión para evaluar y programar actividades de Mantenimiento usando criterios de confiabilidad del sistema.
- El esquema propuesto para el plan de mantenimiento presenta y describe de forma resumida el orden lógico de los diversos procedimientos requeridos, la necesidad para la interacción entre el sistema y niveles de componentes, y una indicación de los tipos diversos de datos de entrada necesarios.
- Mediante un estudio de prueba, se comprobó la aplicabilidad del método a sistemas reales de distribución. Sin embargo es fundamental disponer de buenos datos estadísticos para la exactitud del análisis.
- Es importante complementar el análisis teórico con la experiencia del personal técnico y de terreno para establecer las causas y modos de falla dominantes. Los resultados del Sistema de prueba (un sistema rural) muestran que las líneas aéreas desnudas son un componente crítico en ese sistema, y que la causa dominante de fallas son los árboles, y envejecimiento y desgaste de material.
- Para un sistema con predominio de líneas aéreas, el método se traduce una lista de priorización que provee soporte de decisión para acciones de mantenimiento como reemplazo de tramos de línea o para organizar planes de poda. Por lo tanto, la lista de priorización es una herramienta que entrega una respuesta a la pregunta de en que orden las líneas aéreas deben ser mantenidas.
- El estudio de aplicación del método RCM señala que el efecto del Mantenimiento Preventivo en la confiabilidad del sistema es significativo cuando el mantenimiento y las medidas son canalizados de manera correcta apuntando a los componentes críticos del sistema.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Leite da Silva, A.M.; Cassula, A.M.; Billinton, R.; Manso, L.A.F., Integrated reliability evaluation of generation, transmission and distribution systems, IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, , Volume 149, Issue 1, Page(s):1 – 6, Jan. 2002.
- [2] Billinton, R.; Goel, L., Overall adequacy assessment of an electric power system, IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, Volume 139, Issue 1, Page(s):57 – 63, Jan. 1992.
- [3] R. Ramakumar; “Reliability Engineering: Fundamentals and Application”, Prentice-Hall, Englewood, Cliffs, 1993.
- [4] R. Billinton and K. E. Bollinger; “Transmission system reliability evaluation using Markov processes”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-87, N° 2, pp. 538-547, Feb. 1968.
- [5] R. Billinton and M. S. Grover; “Qualitative evaluation of permanent outages in distribution systems”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-94, N° 3, pp. 733-741, May/June 1975.
- [6] J. Endrenyi; “Reliability Modelling in Electrical Power Systems”, Wiley, New York, 1978.
- [7] R. Billinton; “Applied reliability assessment in electrical power systems”, IEEE Press, New York, 1991.
- [8] R. Billinton and R. Allan; “Reliability evaluation of power systems”, Perseus Publ., New York, 1997.
- [9] RIVIER J. “Calidad del servicio, regulación y optimización de Inversiones” España 2002.
- [10] G. R. Baeza; “Automatización remota de un sistema de distribución mediante parámetros de confiabilidad y enlaces de microondas”, UTFSM, Valparaíso, Chile, 2001.
- [11] Billinton R, “Teaching Distribution System Reliability Evaluation Using Montecarlo Simulation”, IEEE. Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 2, 1999.
- [12] CNE; “Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Explotación de Servicios Eléctricos y de Concesiones”, Comisión Nacional de Energía, Santiago, Chile, 1998.
- [13] DORC; “Decreto Fuerza de Ley N° 1”, Diario Oficial, Santiago, Chile, 1982.
- [14] DORC; “Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos”, Diario Oficial, Santiago, Chile, 1998.
- [15] DORC; “Ley 19613”, Diario Oficial de Chile, Santiago, Chile, 1999.

- [16] R. Billinton and R. N. Allan, Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques. 2nd Ed., New York: Plenum, 1992.
- [18] R. N. Allan, R. Billinton, A. M. Breipohl, S. H. Lee, Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation, IEEE Trans. Power System, vol.PAS-103,pp. 275–282, 1984.
- [19] R. N. Allan, R. Billinton, A. M. Breipohl, C. H. Grigg, Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation, IEEE Trans. Power System, vol.9, pp.41–49, Feb. 1994.
- [20] R. Billinton, R.N. Allan, Reliability Evaluation of Power Systems. New York: Plenum, 1984.
- [21] R. Billinton, P. Wang, Network-equivalent approach to distribution system reliability evaluation, Proc. Inst. Elect. Eng. Gen. Transm. Distrib. vol. 145, no. 2, pp. 149–153, 1998.
- [22] Dekker, R. (1996). Applications of maintenance optimization models: a review and analysis. Trans. Reliability Engineering and Safety, vol 51.
- [23] Dekker, R. (1997). On the impact of optimization models in maintenance decision making: A state of the art. Report 9730/a Erasmus University Rotterdam.
- [24] Vatn, J. (1996). Maintenance Optimization. Doctoral thesis, SINTEF Trondheim, Norway.
- [25] Vatn, J., Hokstad, P. och Bodsberg, L. (1996). An overall model for maintenance optimization. N-7034. Trondheim. SINTEF Safety and Reliability.
- [26] Rausand, M. (1998). "Reliability centered maintenance" Trans. Reliability Engineering and Safety, vol 60.
- [27] Bertling L.: "Reliability Centred Maintenance for Electric Power Distribution Systems", Doctoral Thesis KTH, Department of Electric Power Engineering, KTH, Stockholm, ISBN 91-7283-345-9.
- [28] Li, F. and Brown, R. E., 2004. A Cost-Effective Approach of Prioritizing Distribution Maintenance Based on System Reliability. IEEE Trans. Power Delivery, vol 19.
- [29] Fouathia, O., Maun, J. Labeau, P. and Wiot, D. 2004. Stochastic approach using Petri nets for maintenance optimization in Belgian power systems. Proc. Probability Methods Applied to Power Systems 2004, Ames, Iowa.
- [30] Levitin, G., Lisianski A., Ben Haim, H. and Elmakis, D. 2000. Genetic algorithm and universal generating function techniques for solving problems of power system reliability optimization. The international conference on electric utility deregulation and restructuring and power technologies 2000, London.
- [31] Billinton R. and Fotuhi-Firuzabad M. and Beetling, L., "Bibliography on the Application

of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1996-1999”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 16, no 4, November 2001.

[32] Billinton, R., 2001. Methods to consider customer interruption costs in power system analysis. Report 191, Task Force 38.06.01. Cigré.

[33] Rausand, M. and Hoyland, A. (2004) “System Reliability Theory”, 2nd ed., John Wiley & Sons, Hoboken, New Jersey, USA, ISBN: 0-471-47133-X.

[34] Anders, G. (1990). ”Probability concepts in electric power systems”, John Wiley & Sons, USA, ISBN: 0-471-50229-4.

[35] Moubray, J. (1991). “Reliability-centred maintenance (RCM II)”, Butterworth-Heinemann Ltd, London, ISBN: 0-7506-0230-9.

[36] Bertling L., Allan R.N., Eriksson, R., “A reliability-centred asset maintenance method for assessing the impact of maintenance in power distribution systems”, Submitted to IEEE Transactions on Power Systems, May 2003.

[37] F. 5. Nowlan and H. F. Heap. Reliability Centered Maintenance. Technical report, National Technical Information Service, U. S. Department of Commerce, Springfield, Virginia, 1978.

[38] R.E. Brown, S. Gupta, R.D. Christie, S.S. Venkata y R. Fletcher, "Automated Primary Distribution System Design: Reliability and Cost Optimization", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 2, Abr. 1997, pp. 1017-1022.

[39] J. P. Díaz Vera, Tesis: "Evaluación de confiabilidad en el marco reestructurado de los sistemas eléctricos competitivos", Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica.

[40] S. Urbiztondo, "La regulación de la calidad en el servicio eléctrico: una evaluación en base a principios teóricos y la experiencia internacional"
http://www.aaep.org.ar/espa/anales/pdf_00/urbiztondo.pdf

[41] West Virginia University, Electric Industry Restructuring Research Group, "Electric Industry Restructuring: Opportunities and Risks for West Virginia"
<http://www.nrcce.wvu.edu/special/electricity/elecpaper2.htm>

[42] A.M. Seha, S.B. Corneli y T.E. Bailey, "The Electricity Deregulation Experience".
http://www.ag.state.mn.us/consumer/pdf/news/elec_dereg_81100.pdf

[43] R. Raineri, H. Rudnick, "The regulation and Competition: The Electric Industry in Chile". Capítulo 7: "Analysis of Service Quality Standards for Distribution Firms", pp. 259-294. :
<http://www2.ing.puc.cl/power/publications/deregulation.htm>

[44] J. Gates, R. Billinton y G. Wacker, "Electric Service Reliability Worth Evaluation for Government, Institutions and Office Buildings", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 1, Feb. 1999, pp. 43-50.

- [45] Cigré Working Group 13.08. Life Management of Circuit-Breakers, 2000. Working Group 13.08 Report 165.
- [46] Working Group 23.01 “Substation Concepts”. Questionnaire concerning aspect on planning, design, operation and maintenance of the future substation - executive summary. LECTRA, No. 191(1), August 2000.
- [47] M Shahidehpour and M. Marwali. Maintenance Scheduling in Restructured Power Systems. Kluwer Academic Publisher, Boston,US, 2000. ISBN 0-7923-7872-5.
- [48] L. Bertling. RCM-studie Birka Mit och KTH - Technical Report A-EES-0104, Department of Electrical Engineering, KTH, 2001 Swedish. English title: “RCM-study Birka Nt and KTH - A study of causes of failures based on statistics and practice” pp 64.
- [49] J. Densley. Ageing Mechanisms and Diagnostics for Power Cables. An overview. IEEE Electrical Insulation Magazine, 17(1), January/February 2001.
- [50] F. Nowlan and H. F. Heap. Reliability Centered Maintenance. Technical report, National Technical Information Service, U. S. Department of Commerce, Springfield, Virginia, 1978.
- [51] A. M. Smith. Reliability Centered Maintenance. McGraw-Hill, U.S., 1993.
- [52] J. Moubray. Reliability Centered Maintenance. Butterworth-Heinemann, Oxford, 1991. Reprint 1995.
- [53] J.I. Ansell and M.J. Phillips. Practical Methods for Reliability Data Analysis. Oxford University Press, New York, 1993. ISBN 019853664.
- [54] R. Billinton and R.N. Allan. Reliability Evaluation of Engineering Systems. Plenum Press, New York, second edition, 1992
- [55] R.N. Allan and et al. Users Manual for RELNET Reliability Analysis of Power System Networks. Dept. of Electrical Engineering and Electronics, UMIST, 1993. Version 4.1.
- [56] G.H. Kjølle and A.T. Holen. Reliability Analysis of Electrical Distribution Systems. Technical report, (EFI), 1991. (TR 3853:1- II, Foundation for scientific and industrial research at the Norwegian Institute of Technology, Norway).
- [57] RE. Brown, 5. Gupta, R.D. Christie, S.S. Venketa, and R. Fletcher. Distribution system reliability assessment using hierarchical Marcov modelling. IEEE Transactions on Power Delivery, 11(4), October 1996.

ANEXOS

El presente trabajo de título se completa con la incorporación de dos documentos anexos que entregan información complementaria referente a:

Anexo A: “PLAN PRELIMINAR PARA EL MEJORAMIENTO DE INSTALACIONES E ÍNDICES DE CONTINUIDAD DE SUMINISTRO Años 2007, 2008 Y 2009”

Este documento emitido por la gerencia de Operación y Mantenimiento de la empresa eléctrica CGE Distribución constituye el punto de partida para la elaboración del trabajo de título y forma parte de los antecedentes generales del trabajo

Mediante este documento se dictan pautas para programar e implementar los planes de operación y mantenimiento para cumplir con la normativa actual en materia de continuidad de suministro y mantenimiento de las redes de distribución.

El objetivo del documento plantea buscar y desarrollar una metodología para proyectar a mediano plazo (años 2007 a 2009), los requerimientos de inversiones y gastos de operación y mantenimiento necesarios para reducir aquellos Alimentadores MT que se encuentran fuera de norma en sus indicadores de continuidad de suministro.

Anexo B: “PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN PARA MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN AÉREO”

Este documento es el resultado de reuniones de análisis y discusión con personal técnico y de mantenimiento pertenecientes a las empresas distribuidoras Chilectra Metropolitana y CGE Distribución, con el objetivo de disponer de procedimientos de inspección sistemática basadas en análisis causa efecto para implementar rutinas de mantenimiento en los sistemas aéreos de la red de distribución de media tensión (MT) y los componentes de éstas, para unificar criterios respecto al tema, así también, fijar una base común que permita controlar el mantenimiento realizado.

Lo anterior se basa en inspecciones orientadas a determinar el estado de elementos que potencialmente podrían fallar y tener consecuencias significativas en la confiabilidad del sistema, teniendo como punto de partida las causas y modos de falla de dichos elementos, con el propósito de contar con información relevante para orientar los recursos y acciones de mantenimiento sobre los componentes identificados como críticos para la operación del sistema.