UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Metodología para la definición de tareas de mantenimiento basado en confiabilidad, condición y riesgo aplicada a equipos del sistema de transmisión nacional

León Augusto Martínez Giraldo

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Departamento de Energía Eléctrica y Automática
Medellín, Colombia
2014

Metodología para la definición de tareas de mantenimiento basado en confiabilidad, condición y riesgo aplicada a equipos del sistema de transmisión nacional

León Augusto Martínez Giraldo

Tesis o trabajo de investigación presentada(o) como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ingeniería Eléctrica

Director:

Ph.D. Germán Darío Zapata Madrigal

Línea de Investigación:

Optimización de estrategias de mantenimiento de equipos para transmisión de energía

Grupo de Investigación:

Grupo de Automática de la Universidad Nacional de Colombia- GAUNAL

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Departamento de Energía Eléctrica y Automática

Medellín, Colombia

2014

Dedicatoria

A Dios por haberme dado la vida y permitirme el haber llegado hasta este momento tan importante de mi formación profesional. A mi esposa y familia por el apoyo, el cariño y comprensión todo este tiempo. A los profesores y compañeros de estudio por sus aportes.

Agradecimientos

A mi familia, por su dedicación incansable, apoyo reiterado y fuente de inspiración.

A Interconexión Electrica S.A, por su apoyo económico y por brindarme la posibilidad de aplicar lo que he vivido y proponer mejoras.

A la Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín, por permitirme disfrutar de sus instalaciones y actualizar mis conocimientos.

A los profesores de la Universidad Nacional, por las enseñanzas en técnicas de investigación y de estudio.

Resumen

La presente tesis propone una forma de utilizar tecnologías existentes de mantenimiento basado en confiabilidad, el monitoreo a condición y el análisis de riesgo aplicada a equipos eléctricos del Sistema de Transmisión Nacional en empresas del sector eléctrico con el fin de programar las actividades de mantenimiento requeridas por los equipos. Esto se logra utilizando como base para el análisis la metodología de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (siglas en inglés RCM), el cual entrega como resultado los modos de falla y las tareas para evitar que estos ocurran; una vez definidas las tareas se analiza la posibilidad de incorporar tecnologías de diagnóstico en línea o fuera de ella, para determinar la prioridad de realizar una acción de mantenimiento. La prioridad es definida a partir de un análisis de riesgo y criticidad, el riesgo combina la probabilidad de ocurrencia de un modo de falla, la consecuencia y la facilidad de detección entregado por la condición; la criticidad se calcula a partir del impacto en la prestación del servicio y la clasificación dada por un estudio de la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) para las subestaciones del sistema Colombiano. La probabilidad de ocurrencia es valorada a partir del histórico de modos de falla, identificados en el estudio de RCM y las consecuencias son valoradas considerando aspectos de continuidad del servicio, seguridad de las personas, el impacto al medio ambiente y los costos de reparación.

La metodología es aplicada para una familia de interruptores con históricos de fallas desde el año 1999 hasta el 2013, la información es clasificada y agrupada para realizar los cálculos de confiabilidad y probabilidad de falla.

Palabras clave: Mantenimiento basado en condición, mantenimiento basado en confiabilidad, mantenimiento basado en riesgo, sistema de transmisión nacional, frecuencias de mantenimiento.

Abstract

This thesis proposes a way to use existing technologies reliability based maintenance, condition monitoring and risk analysis applied to electrical equipment from the National Transmission System on electric utilities to schedule maintenance activities required by equipment. Possibility of incorporating diagnostic technologies online or off, to determine the priority of performing a maintenance action. Priority is defined based on a risk analysis and criticality, risk combines the probability of occurrence of a failure mode, the result and the ease of detection given by the condition; criticality is calculated from the impact on service delivery and the classification given by a study of the UPME for Colombian system substations. The probability of occurrence is assessed based on the historical failure modes identified in the study of RCM and the consequences are valued considering aspects of continuity of service, security of people, the environmental impact and costs of repair.

The methodology is applied to a family of switches with a history of failures from 1999 through 2013, the information is classified and grouped for calculation of reliability and probability of failure.

Keywords: maintenance based on condition based maintenance reliability, risk based maintenance, national transmission system, maintenance frequencies.

Contenido

PÁG.

Resumen ..... **IX**

Lista de figuras ..... **XIII**

Lista de tablas ..... **XIV**

Lista de abreviaturas ..... **XV**

Introducción **17**

1 Metodologías de mantenimiento **21**
1.1 Mantenimiento basado en confiabilidad – RCM 21
1.2 Revisión de metodología basada en confiabilidad 21
1.3 Mantenimiento basado en condición 23
1.4 Revisión de metodología basada en condición -CBM 23
1.5 Mantenimiento basado en riesgo-MBR 25
1.6 Revisión de metodologías basada en riesgos 26

2 Fundamentación metodológica **29**
2.1 Selección del equipo y elaboración del contexto operacional 29
2.2 Funciones y análisis de falla (FFA) 30
2.2.1 Funciones principales: 31
2.2.2 Funciones secundaria o auxiliar: 31
2.2.3 Funciones de protección: 31
2.2.4 Funciones de información: 32
2.2.5 Funciones de interface: 32
2.2.6 Funciones superfluas: 32
2.2.7 Fallas funcionales: 32
2.3 Modos de falla 32
2.4 Técnicas de monitoreo a condición 34
2.5 Modelos de probabilidad y confiabilidad 36
2.6 Probabilidad de los modos de falla 37
2.6.1 Enfoque analítico 37
2.6.2 La distribución exponencial 38
2.6.3 Consulta a expertos 39
2.7 Prácticas de mantenimiento empleadas por las empresas 40
2.7.1 Mantenimiento correctivo o reactivo: 41
2.7.2 Mantenimiento preventivo: 42
2.7.3 Mantenimiento predictivo 42

2.8 Clasificación de las fallas 43
2.9 Cadenas de Markov: 44

3 Análisis de riesgo y criticidad 48
3.1 Evaluación del riesgo 48
3.2 Consecuencia de los eventos 49
3.3 Evaluación de la criticidad 51
3.4 Variables asociadas a la criticidad 52
3.4.1 Remuneración del activo: 52
3.4.2 Uso de la capacidad instalada 52
3.4.3 Tipo de activo 53
3.4.4 Criticidad de la subestación 53
3.4.5 Definición de los pesos de las variables para la criticidad 54
3.5 Frecuencia óptima de mantenimiento 55

4 Metodología propuesta 58
4.1 Planteamiento formal de la metodología 58
4.2 Cálculo de la probabilidad de falla procedimiento experto 62
4.3 Formulación de la programación del mantenimiento 65

5 Aplicación de la metodología 69
5.1 Funciones y componentes de los interruptores 69
5.2 Características generales del interruptor 71
5.3 Funciones 73
5.4 Lista de funciones principales: 74
5.5 Lista de funciones secundaria 75
5.6 Lista de funciones superfluas 75
5.7 Monitoreo de la condición 76

6 Conclusiones y recomendaciones 87

Bibliografía 90

Lista de figuras

Figura 2-1: Diagrama de entradas y salidas esquema de protección de barras..... 30
Figura 2-2: AMFE para un esquema de protección de línea..... 34
Figura 2-3: Función de densidad de falla..... 36
Figura 2-4: Distribución de fallas en el tiempo..... 38
Figura 2-5: Relación entre MTTF, MTBR y MTTR..... 39
Figura 2-6: Diagrama de estados modelo de Markov. 43
Figura 2-7: Ilustración de los cuatro estados del proceso (Hoskins et al., 1999)..... 46
Figura 3-1: Frecuencia óptima de mantenimiento (Choonhapran, 2008) 57
Figura 4-1: Diagrama de la metodología propuesta..... 68
Figura 5-1: Tiempos de apertura y cierre durante una falla en sistema eléctrico 70
Figura 5-2: Diagrama de entradas y salida para interruptor de 230kV..... 73
Figura 5-3: Diagrama para la selección de funciones principales 74

Lista de tablas

Tabla 3-1: Valoración de las consecuencias 51
Tabla 3-2: Criterios de clasificación remuneración del activo 52
Tabla 3-3: Criterios de clasificación uso capacidad instalada 53
Tabla 3-4: Criterios de clasificación por tipo de activo 53
Tabla 3-5: Criterios de criticidad de subestaciones del STN 54
Tabla 3-6: Valoración de las variables para la criticidad 54
Tabla 3-7: Clasificación por nivel de criticidad 55
Tabla 4-1: Posibilidad de detección de la falla 61
Tabla 4-2: Matriz de priorización de criticidad vs riesgo 62
Tabla 4-3: Criterios para la determinación de pesos en las variables 63
Tabla 4-4: Criterios para la determinación de pesos las pruebas eléctricas 63
Tabla 4-5: Criterios para la determinación de pesos en el comportamiento operativo 64
Tabla 4-6: Criterios para la determinación de pesos en las inspecciones operativas 64
Tabla 4-7: Combinación de factores y subfactores para la confiabilidad 65
Tabla 4-8: Evaluación de la condición para equipos eléctricos 66
Tabla 4-9: Matriz de probabilidad de Markov 67
Tabla 5-1: AMFE para interruptor de 230kV en SF6 80
Tabla 5-2: Históricos de falla interruptores del período 1999 al 2013 83
Tabla 5-3: Valoración del riesgo 85
Tabla 5-4: Priorización de los modos de falla 86

Lista de abreviaturas

AMFE: Análisis de Modos de Falla y Efectos.

CBM: Mantenimiento Basado en Condición.

CMF: Código de Modo de Falla.

CR: Costo de Reparación.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y GAS.

DR: Duración de Reparación.

FFA: Funciones y Análisis de Falla.

FFI: Frecuencia de Búsqueda de Falla.

IA: Impacto Ambiental

IC: Índice de Criticidad.

ICG: Índice de Criticidad General.

MF: Modo de Falla.

MTBR: Tiempo medio entre fallas.

MTTF: Tiempo medio para fallar.

MTTR: Tiempo medio para reparar.

RBM: Mantenimiento Basado en Riesgo.

RCM: Mantenimiento Basado en Confiabilidad.

SF6: Hexafluoruro de azufre.

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

SP: Seguridad de las personas.

STN: Sistema de Transmisión Nacional.

TOF: Tiempo Ocurrencia de Falla.

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética.

VM: Variable a Monitorear.

Introducción

La planeación y programación del mantenimiento en empresas de servicio público, específicamente en el sector eléctrico, es uno de los grandes retos para un país como Colombia, dado que se tienen dificultades en la obtención de recursos físicos, económicos y de inversión para la renovación de los equipos del STN, esto conlleva a que sea necesario realizar un mantenimiento eficaz en los equipos existentes, logrando una mejor disponibilidad y confiabilidad del servicio. Adicionalmente el crecimiento en la demanda en energía, el presupuesto reducido que se destina para el sector eléctrico por parte del estado y la demora en el desarrollo de los proyectos conducen a que indisponer los equipos para mantenimiento tenga cada vez mayores restricciones, ver plan de expansión UPME 2014 – 2018.

Las empresas de transporte de energía se ven sometidas a una gran exigencia por parte de los clientes y comisiones reguladoras para mantener y mejorar la confiabilidad en la prestación de servicio, dado que cuando se interviene un equipo se puede ver afectada una región, un departamento o un gran cliente con posibles efectos económicos. Lo anterior en el cumplimiento de un marco de actuación de costos eficientes, sin afectar la seguridad de las personas y minimizando el impacto sobre el medio ambiente.

Las tareas de mantenimiento durante su ciclo de vida para los equipos del sistema de transmisión -STN- están definidas a partir de las recomendaciones de fabricantes, la experiencia del personal de mantenimiento y el uso combinado de algunas metodologías como el mantenimiento centrado en confiabilidad, mantenimiento basado en tiempo, mantenimiento productivo total, entre otros. Estas entregan como resultado tareas de tipo periódico, las cuales se conocen como determinísticos, que sin realizar estudios más detallados de sí se requieren o no, el equipo se interviene sin considerar otros aspectos como la condición del equipo, el impacto a los clientes o la afectación del recurso.

Por esta razón, las empresas de transmisión requieren de herramientas más precisas para respaldar las decisiones de realizar una tarea de mantenimiento sobre sus equipos, que combine de forma adecuada, las actividades periódicas, la condición de los equipos, los avances tecnológicos en el monitoreo de variables y el impacto de realizar la actividad a través de una análisis de riesgo (Abbasi, 2009).

El objetivo general del trabajo de investigación es el de proponer y validar una metodología de mantenimiento a los equipos de un sistema de potencia interconectado basada en confiabilidad, condición y gestión del riesgo, para la toma en las decisiones del cuándo se realiza una acción de mantenimiento periódica o condición, a partir de una clasificación de los equipos, sus modos de falla, probabilidad de falla, consecuencia dentro de un contexto operacional requerido por la empresa.

Como objetivos específicos se tienen los siguientes:

- Evaluar y comparar las diferentes metodologías de estrategia de mantenimiento utilizadas por empresas de similares características determinando las ventajas y desventajas. Esto permite comparar los beneficios de la investigación.

- Validar la metodología a partir de datos históricos de fallas, del comportamiento de los equipos y la toman en las decisiones de mantenimiento para una empresa de transmisión. se valida la aplicación de la metodología tomando como base las definidas por mantenimiento centrado en confiabilidad, las variables de monitoreo en línea para interruptores de potencia desarrollados a la fecha.

- Aplicar la metodología de criticidad en para equipos de una empresa del sistema de transmisión, el cual define cual es la prioridad de atención para las acciones de mantenimiento basado en las restricciones de recursos, afectación a clientes y restricciones del sistema.

Justificación

El propósito de las actividades de mantenimiento es extender la vida útil y reducir la probabilidad de fallo de los equipos que conforman un sistema o conjunto de equipos. Cada tipo de equipo puede tener una estrategia diferente de acuerdo a lo defino por la

empresa. En la actualidad la mayoría de los mantenimientos se realizan con intervalos de tiempo fijos y en algunos casos consideran su condición, esto causa indisponibilidades no optimizadas de los mismos(Endrenyi & Aboresheid, 2001).

Una de las metodologías para indicar las tareas de mantenimiento a partir de los análisis de modos de fallo y probabilidad de ocurrencia, es el mantenimiento centrado en confiabilidad –RCM-(SAE-JA1012, 2002), la cual define las funciones del equipo a partir de lo que el usuario quiere que haga. Para cada una de las funciones se determina la falla funcional y los modos de fallo, lo anterior con el fin de encontrar una tarea preventiva o dejar fallar el equipo de acuerdo a las consecuencias evaluadas. Los intervalos de las tareas se definen a partir de la identificación de una falla potencial y tiempo transcurrido para la ocurrencia de falla múltiple, este tiempo es conocido como el intervalo P-F. En caso contrario cuando no es posible una tarea preventiva para aquellos modos de fallo que son aleatorios es necesario realizar una actividad de búsqueda de falla (J Moubray, 2001).

Otro tipo de tarea preventiva es la definida por la estrategia del mantenimiento basado en condición –MBC, el cual, a diferencia del anterior no tiene una frecuencia determinada y depende del monitoreo de variables y sus límites para cada equipo, como lo son, el número de horas de uso, número de operaciones, valor de corriente acumulada, monitoreo de contenido de humedad en el aceite, y otras. El MBC indica cuándo el equipo tiene una falla en desarrollo o ya es inminente, no considera los efectos de falla de un componente o el beneficio de prevenirlos. (Niu, Yang, & Pecht, 2010).

El mantenimiento basado en condición tiene altos costos en su implementación, razón por la cual la decisión de hacerlo requiere conocer la importancia del equipo en su contexto operacional y acompañarse de un análisis de costos para evaluar el beneficio en el ciclo de vida, con el fin de justificar la inversión.

Utilizando el RCM y MBC la estrategia de mantenimiento en las empresas del sector eléctrico puede ser modificada mediante la combinación de estas dos metodologías, de tal forma que permita focalizar más en las necesidades de operación, con un alto grado de eficiencia en el uso de recursos y mejorando los esfuerzos del mantenimiento.

Adicional a lo anterior es necesario incorporar los criterios del mantenimiento basado en riesgo –MBR- para determinar cuándo y las consecuencias de intervenir el equipo a partir

de un modo de falla detectado, esta decisión considera elementos de probabilidad de falla y criticidad de la bahía donde se encuentra instalado el equipo. Lo anterior hace parte de la gestión del riesgo en el contexto operacional del equipo, de la importancia del mismo y los criterios de valoración definidos.

En definitiva es necesario utilizar una estrategia que combine la confiabilidad de los equipos a partir del histórico de fallas, el monitoreo de la condición y un análisis de riesgo en la toma de las decisiones, para ofrecer un modelo más realista en lo relacionado a la incertidumbre de hacer o aplazar una actividad de mantenimiento, de tal forma que permita una mejor utilización de los recursos, disminuya el impacto de afectación del servicio, permita identificar las necesidades de renovación y se cumplan con los indicadores de eficiencia operacional definidos por la empresa.

Para las actividades periódicas, el trabajo entrega como resultado la determinación de frecuencias optimas de intervención de los equipos a partir del histórico de fallas en un intervalo de tiempo, permitiendo calcular la probabilidad de falla y analizar si las tareas son efectivas desde el punto de vista de frecuencia, y de sí la actividad evitan estos modos de falla. Los resultados son evaluados con la información de lo que se hace a una familia de equipos y los cambios en frecuencias para estas mismas actividades, considerando las tecnologías del MBC.

Para las actividades no periódicas es necesario un análisis complementario que incorpore un análisis de riesgo y criticidad para definir la prioridad de intervención en un intervalo de tiempo. Los resultados permiten disminuir el impacto en la asignación de recursos, afectación a los clientes y posibles pagos de penalizaciones por indisponibilidad programadas o de emergencia.

1 Metodologías de mantenimiento

Las empresas de transmisión nacional utilizan metodologías de mantenimiento, desde hace un tiempo con resultados satisfactorios, pero dadas las exigencias del entorno es necesario desarrollar procedimientos con una perspectiva amplia, que considere la incorporación de las nuevas tecnologías de monitoreo y que analicen el riesgo de los posibles eventos y consecuencias asociadas, de tal forma que tengan una menor afectación a los usuarios del STN. A continuación se describen las metodologías más usadas de aplicación en sector eléctrico.

1.1 Mantenimiento basado en confiabilidad – RCM

El RCM (siglas en inglés) es una metodología ampliamente aceptada que ha estado disponible en la industria durante más de 30 años, y ha demostrado ofrecer una estrategia eficiente para la optimización de mantenimiento preventivo, con el objeto principal de reducir los costes de mantenimiento, al mismo tiempo, aumentar la confiabilidad y la seguridad de los equipos. El procedimiento consta de dos etapas: La primera de un análisis inductivo de los fallos potenciales, en el cual típicamente se utiliza una variante del modo de fallo, efectos y análisis de criticidad, para determinar los componentes críticos del sistema; y la segunda la aplicación de los diagramas de decisión lógica llamada lógica de RCM, para especificar las categorías adecuadas del mantenimiento preventivo.(Vatn, 2008)

1.2 Revisión de metodología basada en confiabilidad

(Brauer & Brauer, 1987) describe una visión del mantenimiento centrado en confiabilidad, aplicada a procesos en ingeniería para obtener planes optimizados en la definición de

tareas, con la finalidad de mantener la capacidad operacional de los sistemas o equipos. La aplicación de la metodología requiere la aplicación de un árbol lógico de decisión el cual permite identificar de forma sistemática datos críticos, los modos y tasas de falla para determinar los requerimientos de mantenimiento más importantes de forma efectiva. Es a través de esta metodología que se logran reducir las cargas y los costos de mantenimiento.

El RCM se basa en la confiabilidad desde el diseño del equipo y su objetivo es preservarla durante el ciclo de la operación, el resultado busca obtener un programa de mantenimiento preventivo que logre los niveles deseados de seguridad y confiabilidad al mínimo costo posible. Es a través del programa preventivo que se logran detectar fallas incipientes y corregirlas antes de que ocurran o causen mayores efectos, igualmente busca reducir la probabilidad de falla.

En (Endrenyi & Aboresheid, 2001) se presenta un reporte del grupo de trabajo de confiabilidad de la IEEE/PES Julio de 1999, donde se revisan las estrategia de mantenimiento más usadas, se analiza la estrategia del reemplazo del equipo en una parte o total dejándolo como nuevo y una actividad menos costosa que puede resultar de la condición del equipo o componente, muestra también las estrategias usadas como la del mantenimiento a intervalos fijos y el que se lleva a cabo cuando los equipos presentan una condición no deseada.

El mantenimiento es solo una herramienta que garantiza la confiabilidad de los componentes y los equipos, si se hace poco pude dar lugar a fallas costosas aumento de los tiempos de reparación y una mala prestación del servicio. Si se hace con frecuencia alta la confiabilidad puede mejorar, pero el costo y la utilización de recursos se aumentan de manera considerable; en un esquema rentable se debe tener un equilibrio en ambos casos.

La aplicación de las estrategias busca reducir el número de las interrupciones del servicio y las consecuencias que estas puedan causar, al considerar elementos adicionales a las frecuencias y tareas de mantenimiento como lo son, aumento de la capacidad del sistema, redundancias o adquiriendo equipos más confiables.

Una práctica eficiente en las empresas de electricidad el uso de RCM para sacar el máximo provecho a los equipos instalados, sin embargo el enfoque sigue siendo heurístico, su aplicación requiere experiencia y criterio en los pasos desarrollados, por esta razón el autor propone modelos matemáticos para ayudar a la programación del mantenimiento.

El grupo de trabajo analiza los resultados las estrategias de mantenimiento actuales mediante encuestas a empresas del sector de varios países. El enfoque del RCM que le dan las compañías, está dado por la evaluación periódicas de la condición y de los resultados de la experiencia del personal de mantenimiento y no siempre se basa en la condición, sino en otras características como la investigación de los modos de falla, análisis de efectos y la priorización de las funciones.

1.3 Mantenimiento basado en condición

La estrategia basada en condición se caracteriza por la utilización de información de los equipos tales como: el resultado de inspecciones, resultados de históricos de pruebas, diagnósticos de fallos, información del comportamiento de los equipos ante eventos del sistema, datos de diseño y funcionamiento nominal. La información debe estar disponible y trazable de tal forma que permita construir reglas de diagnóstico y establecer niveles de alarma cuando se presenten condiciones de pre-falla o deterioro de una variable deseada, de tal forma que en un tiempo prudente se puedan realizar las acciones correctivas. A continuación se indican algunas de las técnicas más usadas.

1.4 Revisión de metodología basada en condición - CBM

(Frimpong & Taylor, 2003) describe una aplicación desarrollada en plataforma de internet para la recolección y clasificación de la información, permite la implementación de un programa integral de mantenimiento basado en condición. Facilita a los usuarios justificar la estrategia y las decisiones de mantenimiento, considerando los siguientes pasos:

Modos de falla en los equipos: es “como” un componente o sistema no cumple con la función deseada.

Métodos de detección temprana de los modos de falla: Después de un análisis de los modos de falla y su identificación, es importante conocer las metodologías de detección que son más exitosas en la predicción de las fallas y su detección para el seguimiento a la condición.

Gestión integrada de los datos: la información correspondiente a los resultados de inspecciones, pruebas y resultados de laboratorio se encuentran disponibles en diferentes fuentes o equipos de trabajo, se plantea la necesidad de integrar la información para realizar un análisis de forma integral en las etapas de recolección de datos, y de esta forma realizar los análisis para la toma decisiones.

(Liu et al., 2012) En este trabajo se muestra una forma para la planeación y la optimización de la programación de mantenimiento basado en la condición. Se propone que la función de riesgo depende, del tiempo y del estado de degradación del equipo. El valor límite de la necesidad de mantenimiento se obtiene mediante la maximización de la disponibilidad del sistema a través de su ciclo de vida.

Comparando el mantenimiento correctivo con el basado en condición se pude reducir el riesgo de fallas catastróficas, y comparado con el preventivo permite flexibilizar las decisiones y eliminar mantenimientos innecesarios. En el modelo se considera un escenario realista evaluando la tasa de degradación no solo en el tiempo sino en un instante dado.

(Wang, Zheng, Li, Wang, & Wu, 2009) propone una nueva estrategia de mantenimiento para múltiples sistemas aplicado a unidades de generación donde el proceso de degradación de los equipos son variables discretas y que se modelan en tiempo continuo usando cadenas de Markov, las decisiones de mantenimiento se basan en el estado de deterioro de los equipos permitiendo maximizar el beneficio mediante un tiempo mayor teniendo en cuenta los precios de la electricidad y el combustible.

La teoría de los procesos de Markov es la herramienta más utilizada para el mantenimiento basado en condición CBM, el cual permite modelar el deterioro del equipo. En general, los procesos de deterioro de los equipos pueden ser considerados de forma continua o discreta, incluye el modelo de tiempo de antes de la ocurrencia de falla y el modelo proporcional de riesgos. Para la mayoría de los equipos se pueden distinguir dos tipos de fallas, las aleatorias y las que ocurren de forma gradual; el deterioro gradual

ocurre con el tiempo debido al envejecimiento de los componentes; por el contrario, las fallas aleatorias no son de este tipo y pueden ocurrir en cualquier instante de tiempo.

(Amari & McLaughlin, 2004) En este trabajo presenta un modelo de mantenimiento basado en la condición para un sistema con deterioro gradual de los parámetros importantes para un sistema, y si no se corrige, el equipo conduce a la falla. Se considera que el deterioro en una etapa específica está de acuerdo a los parámetros y si no se corrige llega a una etapa de fallo. El objetivo es identificar la evolución del deterioro antes de la falla del equipo para restaurar la condición a través de un mantenimiento correctivo.

La determinación del estado del deterioro se realiza mediante cadenas de Markov, este artículo presenta las soluciones analíticas para el desarrollo del modelo, también presenta los algoritmos para encontrar los parámetros óptimos del modelo que maximicen la disponibilidad del equipo.

1.5 Mantenimiento basado en riesgo-MBR

La metodología de mantenimiento basado en el riesgo se desarrolla en tres módulos principales: la determinación del riesgo, que consiste en la identificación y estimación del riesgo; la evaluación del riesgo el cual considera los criterios de valoración para la comparación con los criterios de aceptación y por último la planeación del mantenimiento considerando los factores de riesgo.

La ocurrencia de fallos inesperados, el tiempo de parada asociado a las fallas, las pérdidas operacionales y los mayores costos de mantenimiento son de los principales problemas para las empresas de transmisión debido al impacto que se tiene en los usuarios. El enfoque de mantenimiento basado en el riesgo complementa una estrategia alternativa para minimizar el impacto resultante de averías o fallas.

La metodología MBR tiene de cuatro etapas (Krishnasamy, Khan, & Haddara, 2005): identificación del equipo y su estructura, identificación de los riesgos, evaluación de riesgos y programación del mantenimiento. La metodología, permite estimar el riesgo causada por una falla inesperada en función de la probabilidad y la consecuencia de la falla. Se requiere de una identificación y clasificación de los equipos críticos para valorar el riesgo y lograr llevarlo con medidas de control a un nivel aceptable. La intervención de los equipos se realiza de acuerdo a la prioridad en tiempo, la cual determinada la

confiabilidad de la unidad constructiva o conjunto de equipos, lo que ayuda a reducir el riesgo general de la subestación.

1.6 Revisión de metodologías basada en riesgos

En la literatura se encuentran varios estudios relacionados con el tema, a continuación se describen algunos de aplicación en la priorización de mantenimientos.

(Vesely, Belhadj, & Rezos, 1994) este planteamiento se basa en la evaluación probabilística del riesgo conocido por sus siglas en inglés como-PRA, el cual es útil para priorización de mantenimiento. Consiste en la identificación de situaciones importantes que permitan priorizar los mantenimientos a partir de la relación de dos variables, una determina la importancia del equipo a ser mantenido dentro de la instalación y la otra determina el impacto que se producirían si el mantenimiento no se lleva a cabo de manera efectiva.

La priorización de los mantenimientos se basa en el impacto que puede causar si el componente falla, si el impacto en el riesgo es insignificante, quiere decir que el mantenimiento del componente no es importante ya que el riesgo no es sensible para el buen funcionamiento del componente. Debe tenerse en cuenta que pueden surgir casos en las decisiones de mantenimiento de un componente que se pueden clasificar como a la vez importante y poco relevante en función de los efectos de no hacer el mantenimiento, estos casos necesitan una consideración especial.

(Vaurio, 1995) describe un procedimiento sistemático para determinar exactamente el intervalo de pruebas y mantenimiento relacionando la seguridad de los equipos y sus componentes. La medida del riesgo es el tiempo promedio de la tasa de accidentes. El método se basa en reducir el mínimo costo de intervenir la instalación con la restricción que la frecuencia promedio de accidentes se mantiene por debajo un criterio establecido. Se modelan como eventos básicos las fallas en componentes, las causas más comunes de falla y los errores humanos, la probabilidad de falla es función de los intervalos de prueba y mantenimiento.

Las características de este trabajo son: reducción al mínimo de los costos en la instalación, además de minimizar el riesgo o la falta de disponibilidad, así como el riesgo de falla de los equipos y componentes, inclusión de intervalos de mantenimiento

preventivo y costos, además de las pruebas de rutina o inspección, tiempos de espera y la causa común de falla en componentes y errores humanos.

(Khan & Abbasi, 2000) la metodología planteada utiliza el análisis del árbol de fallos, conocido por sus siglas en inglés como-FTA se basa en la construcción de un árbol hipotético de eventos con sucesos iniciadores. Dentro de las ramas se asignan otros sub-eventos, propagando la falla dando origen a la causa principal evento. Ha sido una técnica que se utiliza tradicionalmente en la identificación de riesgos en las instalaciones nucleares y las empresas de la energía, combinando el peligro potencial falla y la probabilidad de ocurrencia, es de las técnicas más utilizadas ya que estima la frecuencia y probabilidad de accidente o fallos. La articulación sistemática del árbol de fallas está asociada con la asignación de probabilidades a cada fallo. El ejercicio es también llamado a veces la evaluación del riesgo probabilística. Los árboles de fallos constituyen una técnica ampliamente utilizada en los análisis de riesgos debido a que proporcionan resultados cualitativos y cuantitativos, su aplicación requiere tiempo, lo que limita su ámbito de aplicación.

Por otra parte, permite estimar la probabilidad de ocurrencia de un accidente y una idea sobre las posibles causas de dicho accidente. Como FTA se centra en las probabilidades de eventos, también es a menudo llamado "el análisis probabilístico del riesgo", el cual tiene los siguientes aportes:

- Permite descubrir las causas de las fallas de forma deductiva.
- Indica los elementos importantes y las fallas más relevantes.
- Proporciona una ayuda gráfica, mostrando la dependencia de fallas.
- Mediante los análisis cuantitativos y cualitativos permite concentrarse en la causa de falla en determinado momento.
- Permite tener una información sobre el comportamiento del sistema.

(Khan & Haddara, 2003) propone una nueva metodología para la inspección y el mantenimiento basado en el riesgo, la aplicación de la metodología se ilustra en un sistema de aire acondicionado como caso de estudio. Integra la evaluación cuantitativa de los riesgos y la evaluación con técnicas de análisis de confiabilidad. La intervención del equipo se dio con la determinación de la prioridad basada en el riesgo total

considerando elementos económicos, de seguridad y medio ambiente, a partir de estos resultados se desarrolla un plan de mantenimiento para reducir el riesgo no-tolerable.

Se describieron los elementos más importantes que identifican cada una de la metodología que pueden ser definidas para una empresa de transmisión, se destacan el mantenimiento centrado en confiabilidad su aporte en disminuir los costos, el mantenimiento basado en condición introduce elementos que permiten identificar los modos de falla de forma temprana y con el análisis de riesgo se pueden apoyar la toma de decisiones para enfocar mejor los recursos. En el capítulo siguiente se plantea la fundamentación metodológica del cómo desarrollar la metodología considerando los aspectos mencionados.

2 Fundamentación metodológica

En el siguiente capítulo se detalla cual es la fundamentación de cada una de las metodologías de forma independiente. El Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) es un proceso sistemático utilizado para para asegurar que cualquier equipo es capaz de satisfacer continuamente las funciones para la cual fue diseñado, operando en el contexto donde se encuentra instalado. Es una enfoque estructurado para desarrollar un programa de mantenimiento rutinario óptimo diseñado para promover altos niveles de servicios de confiabilidad al costo más bajo. El proceso RCM consiste en pasos predefinidos, completados en un orden lógico, en acuerdo con reglas específicas (Jonh Moubray, 1997).

Se requiere hacer un análisis de los modos falla y sus causas para lograr desarrollar un mantenimiento preventivo respondiendo a las siguientes preguntas:

1. ¿Cuáles son las funciones del sistema y los estándares de funcionamiento asociados al equipo en su contexto operacional?
2. ¿Cómo puede el sistema no cumplir estas funciones?
3. ¿Qué puede causar una falla funcional?
4. ¿Qué sucede cuando se produce un falla?
5. ¿Cuál puede ser la consecuencia, cuando se produce la falla?
6. ¿Qué se puede hacer para detectar y prevenir la falla?
7. ¿Qué se debe hacer cuando una tarea preventiva no se puede encontrar?

Con el fin de dar respuesta a las anteriores preguntas se describen los pasos a seguir aplicado a equipos del STN.

2.1 Selección del equipo y elaboración del contexto operacional

Debe seleccionarse el equipo empleando criterios como: la familia de equipos que más causan indisponibilidad, que tenga mayor número de eventos, mayor número de fallas, impactos altos operacionales en la prestación del servicio, mayor consumo de recursos, indisponibilidad de repuestos, afectación a la seguridad y el medio ambiente.

Considerando la situación de cada empresa se puede dar más peso a los tipos de variables antes mencionadas.

Una vez definidos los criterios y los pesos a cada una de las variables se procede a seleccionar el equipo, al cual se le elabora el contexto operacional indicando elementos como ubicación geográfica, condiciones ambientales del entorno donde se encuentra instalado, requisitos de operación, principios de funcionamiento técnico, cuales son los elementos o demás componentes con los que interactúa y hacen parte del equipo, esquemas de redundancia, esquema de operación de la subestación, disponibilidad de recursos tanto personal como de materiales y repuestos. También debe considerar un diagrama funcional de la empresa donde se llegue a nivel de subestación, bahía y equipo, al equipo se le debe elaborar un diagrama de entradas y salidas detallado (ver Figura 2-1), las entradas son las variables que entran y son transformadas de acuerdo a las funciones para dar unas salidas, la información anterior es obtenida a partir de fabricantes, conceptos de especialistas, personal de operación, o reportes de históricos relevantes (Vatn, 2008).

Figura 2-1: Diagrama de entradas y salidas esquema de protección de barras.

2.2 Funciones y análisis de falla (FFA)

El propósito para definir las funciones es orientar el estudio RCM sobre lo que se debe preservar, por medio de la aplicación del mantenimiento rutinario. Los objetivos de estos pasos son:

- Identificar y describir las funciones necesarias a nivel de sistemas.
- Describir las interfaces de entrada y salida requeridos para la operación del sistema.
- Identificar las formas en que el sistema podría dejar de funcionar.

De acuerdo a (American Bureau of Shipping, 2004) “Cada función debe contener un verbo que la describe, un objetivo sobre el cual se cumple la función y un estándar de funcionamiento” Ej. La función del transformador de potencia es “transformar tensión del 500kV a 230kV en un porcentaje de ± 2%”.

Un sistema complejo puede tener gran número de funciones, lo cual dificulta identificarlas, a continuación se describe una clasificación para sistemas o componentes en el análisis.

2.2.1 Funciones principales:

Son las que se identifican como la razón de ser del equipo o sistema, es común que corresponda con el nombre del elemento, ejemplo la función principal de una bomba es bombear un fluido.

2.2.2 Funciones secundaria o auxiliar:

Son las que soportan la función principal y son menos evidentes que las principales y en algunos casos son tan esenciales como las principales y su falla puede ser crítica, ejemplo la de la bomba es contener el fluido.

2.2.3 Funciones de protección:

Son las que protegen el equipo de daños, las personas de peligro y la afectación del medio ambiente, ejemplo función de una válvula de sobrepresión operara cuando supere los 5 bar. En el caso de los sistemas de transmisión de energía esta es una de las funciones más importantes para evitar las fallas múltiples. Las fallas múltiples están relacionadas cuan no se cumple la función de protección y que afectan otros equipos.

2.2.4 Funciones de información:

Comprenden las de monitoreo como alarmas, señales de arranque, supervisión remota de los estados operativos de los equipos, entre otras.

2.2.5 Funciones de interface:

Son las que le permiten interactuar al usuario con el equipo o sistema en estudio como por ejemplo tableros de control o controladores de campo para una bahía.

2.2.6 Funciones superfluas:

Son todas aquellas que pueden ser descritas como sin importancia, como la de lucir de acuerdo a estándares definidos por la empresa, descritos en el contexto operacional por el usuario.

2.2.7 Fallas funcionales:

Se identifica y describe como las fallas que impiden que se cumpla la función sujeta a evaluar, de acuerdo a estándares de desempeño o requisitos funcionales como: propiedades físicas, estándares de diseño, características de operación o disponibilidad requerida. Una desviación de los parámetros antes descritos se conoce como falla funcional.

Las fallas funcionales se clasifican en tres grandes grupos:

- **Pérdida total de la función:** en este caso la función no se puede cumplir y va más allá de los límites considerados aceptables.
- **Pérdida parcial de la función:** este grupo puede ser amplio y pude ir desde la falla de un parámetro hasta la pérdida de función.
- **Función errónea:** El elemento ejecuta una acción para lo cual no fue diseñado y en ocasiones contrario para lo que fue previsto.

2.3 Modos de falla

Una vez definida la falla funcional, el próximo paso es identificar los eventos que puedan ocurrir y que causan las fallas funcionales de forma razonable o pueden llevar al estado

de falla el equipo. El concepto falla funcional está más relacionado con equipo y el modo de falla está relacionado con el componente que hace parte del equipo.

Debe elaborarse por cada falla funcional una lista de los modos de fallo considerando fallas que han ocurrido en equipos similares, fallas probables de ocurrencia que no estén en el programa de mantenimiento actual y los modos de falla que son posibles pero poco probables para demostrar que se han incluido.

Los modos de fallo, tales como uso y desgaste normal, deterioro por corrosión, esfuerzo de los componentes, deben ser registradas con el suficiente detalle como para permitir una estrategia para ser identificados. Las fallas causadas por errores humanos deben ser incluidos si existe evidencia firme para apoyar este tipo de fallos, o si el error del operador puede inducir consecuencias significativas. Es importante asegurarse que las causas están suficientemente identificadas de forma que las recomendaciones de mantenimiento si corrigen la causa.

Con la descripción de los anteriores pasos se construye el AMFE el cual se define como Análisis de Modos de Falla y Efectos, el cual permite identificar fallos potenciales con el propósito de eliminarlos o minimizar los efectos, en la Figura 2-2 se describe la plantilla.

Figura 2-2: AMFE para un esquema de protección de línea

	FUNCIÓN	TIPO DE FUNCIÓN		FALLO FUNCIONAL		MODO DE FALLA (CAUSA DE LA FALLA)		EFECTOS DE LAS FALLAS (QUE SUCEDE CUANDO FALLO)
1	Disparar los interruptores que conectan el transformador al sistema ante fallas eléctricas internas cuando la corriente diferencial supere 5 amperios, en un tiempo menor a 60 milisegundos.	Protección						
			A	No dispara los interruptores que conectan el transformador al sistema ante fallas eléctricas internas cuando la corriente diferencial supera 5 amperios.	1	Errores humanos otros	Cable del circuito disparo mal ponchado	Se presenta alarma de "Supervisión circuito de disparo", y en el caso de falla interna en el transformador la señal de disparo no llega a los interruptores, por lo tanto la falla interna permanece, la cual debería ser despejada por la protección de sobrecorriente o por el falla interruptor. El transformador puede verse afectado porque el tiempo de despeje de la falla fue alto. La mitad de la demanda en la barra de 110kV queda desatendida por lo que se pueden afectar la imagen corporativa.
					2	Errores humanos de mantenimiento	Cable del circuito disparo flojo	Se presenta alarma de "Supervisión circuito de disparo", y en el caso de falla interna en el transformador la señal de disparo no llega a los interruptores, por lo tanto la falla interna permanece, la cual debería ser despejada por la protección de sobrecorriente o por el falla interruptor. El transformador puede verse afectado porque el tiempo de despeje de la falla fue alto. La mitad de la demanda en la barra de 110kV queda desatendida por lo que se pueden afectar la imagen corporativa.
					3	Desgaste	Cable del circuito abierto	Se presenta alarma de "Supervisión circuito de disparo", y en el caso de falla interna en el transformador la señal de disparo no llega a los interruptores, por lo tanto la falla interna permanece, la cual debería ser despejada por la protección de sobrecorriente o por el falla interruptor. El transformador puede verse afectado porque el tiempo de despeje de la falla fue alto. La mitad de la demanda en la barra de 110kV queda desatendida por lo que se pueden afectar la imagen corporativa.

2.4 Técnicas de monitoreo a condición

Antes que un equipo falle se pueden identificar síntomas de deterioro, sobre todo aquellos que están relacionados con la edad de operación, es en este instante cuando las técnicas de monitoreo a condición se utilizan para detectar alertas tempranas con el fin de evitar las fallas o evitar las consecuencias de estas.

A continuación se describen algunas categorías del mantenimiento a condición (American Bureau of Shipping, 2004):

Medición de temperatura: ayuda a detectar posibles fallas relacionadas con un cambio de temperatura en el equipo como por ejemplo fricción excesiva mecánica (rodamientos defectuosos o lubricación inadecuada entre otros) y en el caso de la transmisión de energía detección de puntos calientes en conectores ocasionadas por el aflojamiento por vibración o desgastes en los contactos, detección baja de niveles de aceite en equipos

inductivos ocasionadas por fugas, pérdidas altas en pararrayos que indican alta resistencia de puesta a tierra.

Monitoreo dinámico: implica la medición y el análisis de la energía emitida por el equipo mecánico en formas de onda tales como vibración, pulsos y efectos acústicos, cualquier desviación en las características puede indicar problemas como desgaste en componentes, desequilibrio, des-alineamiento y posibles daños; por ejemplo medidas de velocidad y desplazamiento en los interruptores mecánicos, entre otras.

Análisis de aceite: se puede emplear para diferentes tipos de aceite tales como lubricantes, hidráulicos y aislantes, este último es muy empleado en los equipos inductivos del sistema de transmisión y se monitorean variables como: contenido de gases combustibles, humedad, partículas en suspensión, rigidez dieléctrica entre otras, dando idea del envejecimiento, necesidades de productos pasivadores o regeneramientos.

Monitoreo de Corrosión: el control de la corrosión (como por ejemplo inspecciones periódicas con cámaras de alta definición) permite establecer la zona de afectación, la velocidad en la degradación del material y el estado de los componentes, en especial las líneas de transmisión permiten determinar la condición de los cables, herrajes y aislamiento.

Pruebas no destructivos: las pruebas no destructivas implica, la realización de las actividades que son no invasivas para el equipo bajo prueba. Muchas de las pruebas se pueden realizar mientras el equipo está en servicio como por ejemplo, nivel de ruido en equipo inductivo, pruebas de descargas parciales en aislamiento, respuesta de barrido en frecuencia en el núcleo de los transformadores.

Pruebas Eléctricas: Técnicas de monitoreo de condiciones eléctricas como por ejemplo, pruebas de factor de potencia, medida de aislamiento, medidas de conductividad entre otras, permiten detectar algunos de los problemas de pérdida del aislamiento eléctrico en equipos.

2.5 Modelos de probabilidad y confiabilidad

Se describen los conceptos de la teoría de confiabilidad necesarios para la aplicación de la metodología (Choonhapran, 2008).

La distribución de probabilidad se considera como el principal parámetro con el fin de evaluar la confiabilidad de los equipos y componentes, está determinada por el tiempo para fallar considerando aspectos como condiciones de operación, fabricantes, condiciones ambientales, entre otras. El tiempo para fallar se obtiene a partir de datos históricos o de pruebas periódicas a los equipos, con esta información se calcula una probabilidad de que el equipo falle en un tiempo t, denominada función de distribución de falla $F(t)$.

La confiabilidad es el inverso probabilístico de la función $F(t)$:

$$R(t) = 1 - F(t) \qquad (2.1)$$

De lo anterior se define la función de densidad de falla $f(t)$ como:

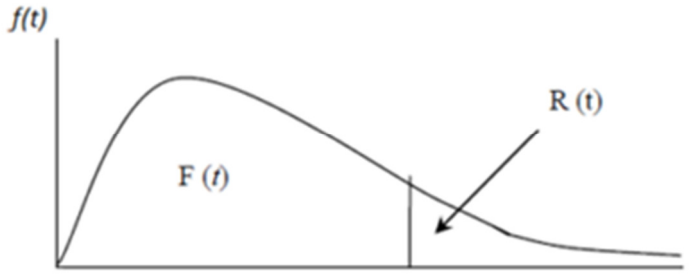
$$F(t) = \int_0^t f(t)dt \qquad (2.2)$$

Reemplazando en (2-1)se obtiene:

$$R(t) = 1 - \int_0^t f(t)dt \qquad (2.3)$$

Una distribución típica se muestra en la Figura 2-3

Figura 2-3: Función de densidad de falla



2.6 Probabilidad de los modos de falla

La probabilidad de falla se define como al probabilidad de que ocurra el modo de falla en un intervalo de tiempo t definido, fijo para el cálculo.

Una vez definido los modos de falla es necesario determinar la probabilidad de ocurrencia a través de la tasa de fallo en un intervalo de tiempo, esto permite pronosticar a partir de una situación actual un estado futuro de la confiabilidad del sistema o equipo. Esto se puede lograr a través de las cadenas de Markov con el fin de establecer los intervalos óptimos de mantenimiento (Moon, Yoon, & Lee, 2006)

La probabilidad de falla se define como la probabilidad de que ocurra el modo de fallo en un intervalo de tiempo T definido, el cual debe ser fijo en el análisis.

Se pueden encontrar varios métodos para calcular la probabilidad de fallo (González-Quijano, 2004):

2.6.1 Enfoque analítico

La tasa de falla $\lambda(t)$, es la función que se requiere para el cálculo de la confiabilidad y se define como el número de fallas en un periodo de tiempo de los equipos expuestos, (Choonhapran, 2008)

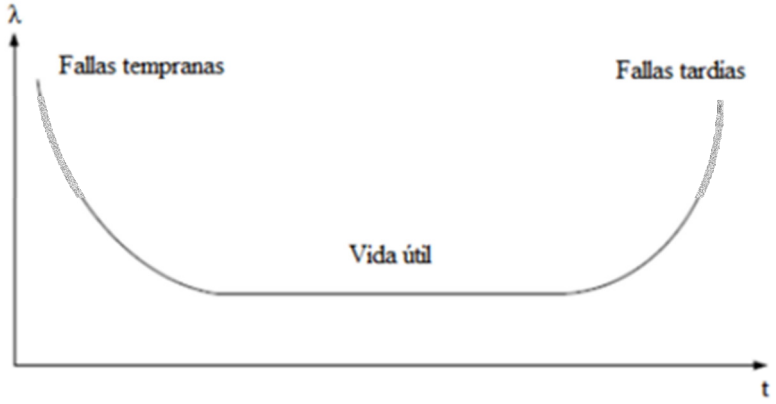
$$\lambda(t) = \frac{\text{Número de fallas en un intervalo de tiempo}}{\text{Número total de equipos expuesto a fallas}} \qquad (2.4)$$

La función de confiabilidad en relación con la tasa de fallas se expresa de la siguiente forma:

$$R(t) = \exp\left[-\int_0^t \lambda(t)dt\right] \qquad (2.5)$$

La tasa de fallas tiene una curva que la representa en tres instantes de tiempo (ver Figura 2-4), La primera corresponde con la mortalidad infantil o fallas tempranas las cuales se dan por defectos en la fabricación o errores de montaje; a continuación se tiene un periodo de tiempo estable y cualquier falla que ocurra se considera de forma aleatoria; finalmente se dan fallas tardías por fin de su vida útil, los cuales se presentan por envejecimiento o desgaste en sus componentes

Figura 2-4: Distribución de fallas en el tiempo



2.6.2 La distribución exponencial

Es una de las más importantes distribuciones para evaluar la confiabilidad, tiene una tasa de falla constante (λ) en la etapa de la vida útil de la curva de la bañera, en este periodo las fallas se presentan de forma aleatoria, es decir, el tiempo para fallar de un componente es independiente del tiempo que ha estado operando, así de acuerdo a la ecuación (2.5) la confiabilidad para una tasa de falla constante $\lambda(t) = \lambda$ puede expresarse como:

$$R(t) = \exp\left[-\int_0^t \lambda dt\right] = e^{-\lambda t} \qquad (2.6)$$

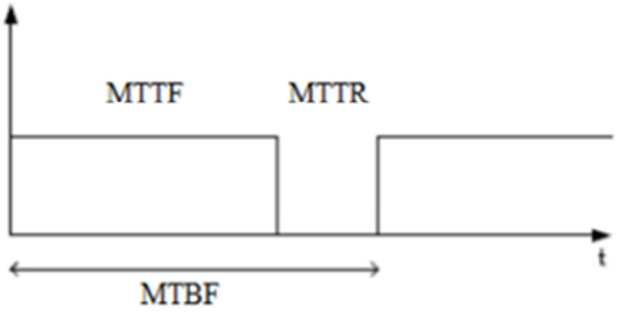
Igualmente la probabilidad de falla puede expresarse como el complemento de la confiabilidad:

$$P(t) = 1 - e^{-\lambda t} \qquad (2.7)$$

La información de las tasas de falla permiten calcular variables como: el tiempo medio entre fallas MTBF (MTBF: Mean Time Between Failures) corresponde a la suma del tiempo medio en que falla un elemento, MTTF (Mean Time To Failure) y el tiempo medio de reparación MTTR (Mean Time To Repair) como se muestra en la Figura 2-5.

$$MTBF = MTTF + MTTR \qquad (2\text{-}8)$$

Figura 2-5: Relación entre MTTF, MTBR y MTTR



El inverso de cada uno de los parámetros anteriores se le asigna una tasa como se describen a continuacion:

$$\text{Tasa de Falla } \lambda := \frac{1}{\text{MTTF}} \qquad (2\text{-}9)$$

$$\text{Tasa de Reparación: } \mu = \frac{1}{MTTR} \qquad (2\text{-}10)$$

$$\text{Frecuencia de Falla: } f = \frac{1}{MTBF} \qquad (2\text{-}11)$$

2.6.3 Consulta a expertos

Consiste en realizar consultas al personal experto con conocimientos y experiencia clave de los equipos mediante la solución de encuestas y asignación de pesos respectivos a las diferentes variables indicadas. En la mayoría de los casos se utiliza combinada con la tasa de falla.

De acuerdo a lo indicado por la norma alemana DIN-31051 la confiabilidad puede evaluarse considerando cinco factores universales y que están presentes en los equipos que se desean mantener:

- Edad del equipo.
- Medio ambiente en el que opera.
- Carga de trabajo.
- Apariencia física.
- Pruebas o ensayos de funcionamiento.

A cada una de estas variables se les asigna un peso, el cual se determina a través de encuestas, las cuales entregan los pesos respectivos a considerar en el cálculo de la confiabilidad.

2.7 Prácticas de mantenimiento empleadas por las empresas

Al identificar las prácticas de mantenimiento en empresas de transmisión de energía eléctrica, es necesario revisar el aspecto regulatorio y cómo éstas se combinan con las estrategias de mantenimiento para lograr que los equipos sean confiables y se logre una mayor disponibilidad. Es por esto que los entes reguladores se enfocan en establecer normas en este sentido.

En Colombia la entidad encargada de regular las diferentes actividades económicas que del sector eléctrico se denomina la Comisión Reguladora de Energía y Gas, conocida como la CREG. El principal objetivo que persiguen las compañías que pertenecen al sector eléctrico que poseen activos o son responsables de ellos conectados al STN (Sistema de Transmisión Nacional) y que se rigen bajo la normatividad propuesta por la CREG, consiste en sacar el mayor beneficio económico de sus activos, a la vez que maximizan el desempeño de los mismos, logrando un grado de confiabilidad alto con el cual puedan ser competitivos en el mercado eléctrico regulado, en el cual se deben desempeñar los distintos negocios del sector de la energía en Colombia y a la vez prestar un servicio óptimo a los clientes, además de acatar las exigencias del ente regulador para evitar sanciones que afecten el desempeño de sus funciones.

Uno de los objetivos para cumplir con las exigencias dada por la CREG consiste en identificar mejores estrategias para el mantenimiento de los equipos, el cual ha evolucionado a lo largo de la historia desde un tipo correctivo con el objetivo de reparar cuando se averíe, luego pasa se desarrolla el de tipo preventivo el cual tiene como objetivo lograr una mayor disponibilidad mediante un la realización de un mantenimiento planificado y finalmente a una modalidad basada en el análisis de tendencias buscando una mayor confiabilidad de los equipos, seguridad, mayor vida útil, con técnicas como el mantenimiento basado en condición, confiabilidad, mantenibilidad y riesgo. Hoy en día busca además de lo anterior eficiencia en costos y la identificación de patrones de falla

mediante el histórico de modos de fallo y sus causas para integrar mejor las acciones de mantenimiento (González-Quijano, 2004).

Cuando se revisan todas las metodologías anteriores y su aplicación, una no es mejor que otra, para esto se debe hacer un análisis global de los equipos que se van a mantener y que considere aspectos como: costos de implementación y operación del esquema de mantenimiento y que estos no superen los beneficios que se puedan tener términos de costo, calidad y seguridad.

A continuación se presenta un resumen de las modalidades de mantenimiento.

2.7.1 Mantenimiento correctivo o reactivo:

El mantenimiento reactivo es una parte importante de todas las empresas, sin embargo se requiere identificar a que equipos se les puede aplicar y en qué contexto de tal forma que el efecto en la seguridad, el ambiente y las consecuencias operacionales se lleven a un nivel tolerable por la empresa. Cuando se emplea esta estrategia, se debe considerar stock de repuestos, capacitación del personal interno y la disponibilidad de los proveedores para el cumplimiento de las acciones. El criterio de aplicación también debe considerar el impacto del riesgo y costo de la parada, respecto a realizar una tarea de tipo preventivo, este tiene las siguientes características:

- Responde a una necesidad identificada.
- Debe ser rápido y eficaz su atención.
- No es programado.
- Se aplica en componentes de bajo costo y que no afectan significativamente los gastos operacionales.

Se clasifica en cinco categorías como se muestra a continuación (Dhillon, 2002):

Reparar a falla: El equipo falla y se recupera a su condición de operación. Se aplica a equipos o componentes de bajo costo donde el equipo cumple una función auxiliar y no afecta los equipos en operación.

Salvamento: El equipo falla y sus partes o componentes en buen estado son utilizados para la reparación de otros equipos en el programa de mantenimiento. Esta práctica es

usada por las empresas de energía ya que esto equipos tienen una vida útil superior a 20 años y esto hace que conseguir repuestos sea difícil o demasiado costosos.

Overhaul o Reconstrucción: Consiste en la reparación de un equipo a un nivel cercano a su condición original desde el punto de vista de su esperanza de vida. Esto se logra mediante el desmonte completo del equipo, la revisión de todos sus componentes, la reparación o sustitución de piezas desgastadas según las especificaciones originales de fabricantes y las pruebas de puesta en servicio para su entrada en operación.

Las actividades de salvamento y overhaul sobre los equipos, deben ser analizadas considerando aspectos como: disponibilidad de repuestos, conocimiento técnico y costos, de tal forma que permitan una planeación adecuada.

2.7.2 Mantenimiento preventivo:

El mantenimiento preventivo es una estrategia importante dentro de las empresas y por lo general representa una proporción importante del total de las actividades de mantenimiento. Se describe como las actividades sobre los equipos que permite mantenerlos operando de acuerdo a los estándares de diseño y funcionamiento. Esto se logra mediante un conjunto de actividades como son: inspecciones sistemáticas, la detección y corrección de fallos incipientes ya sea antes de su ocurrencia, o antes de que ocurra una falla mayor con consecuencias operacionales, ambientales o humanas.

Algunos de los principales objetivos son: lograr un mejor desempeño de los equipos durante su vida en operación , reducir las fallas en equipos críticos , permitir una mejor planeación y programación de los trabajos de mantenimiento, minimizar las indisponibilidades por fallas, promover el cuidado del medio ambiente, la salud y la seguridad del personal.

2.7.3 Mantenimiento predictivo

El mantenimiento predictivo es usado para prevenir las fallas en los equipos indicando cuándo una parte o componente del equipo puede fallar. Es muy utilizado por las empresas, dado que se requiere una alta disponibilidad del servicio, normalmente utiliza equipos de prueba de alto costo que permiten obtener tendencias del deterioro de los equipos. La información es evaluada y de esta forma permite realizar estimaciones sobre

la condición de los equipos que conduzcan a tareas de reemplazo, overhaul o reacondicionamiento de las propiedades, en especial de los aceites aislantes.

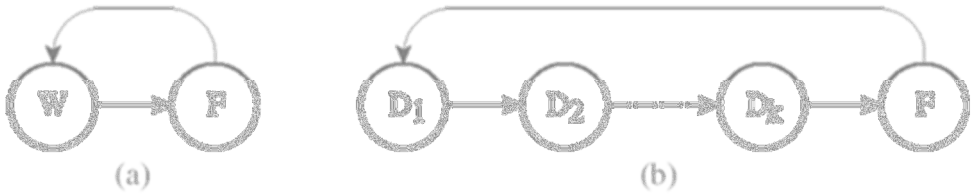
Este tipo de mantenimiento involucra una serie de pruebas y análisis tales como:

- Análisis de Vibraciones.
- Pruebas de Aislamiento (Megger).
- Pruebas de factor de potencia y descargas parciales.
- Análisis cromatográfico y de gases disueltos en aceite aislante.
- Termografías.
- Pruebas de tiempos y resistencia de contactos en interruptores.
- Medición de ruido.

2.8 Clasificación de las fallas

Es ampliamente aceptado que las fallas en los equipos se pueden dividir en dos categorías, aleatorias y las que surgen como consecuencia del deterioro (envejecimiento). Los modelos de falla y reparación se muestran en la Figura 2-6. Estos son los modelos de estado, como los modelos de Markov ya que no existen supuestos acerca de los tiempos de distribución de las transiciones individuales (On & Reliability, 1999).

Figura 2-6: Diagrama de estados modelo de Markov.



W: Estado de reparación, F: Estado de falla, D_1,D_2, 〖…D〗_k estado de deterioro. (a) Corresponden a fallas aleatorias y (b) fallas por deterioro

En algunos casos, el fallo se declara cuando el desgaste alcanza un nivel inaceptable, incluso si no se producen fallas en el equipo, estas pueden permitir cierta flexibilidad en

los plazos de reparación o reemplazo, en cuyo caso se deberá modificar el diagrama de estados anterior.

El deterioro es un proceso continuo en el tiempo y sólo para los propósitos de poderlo modelar es necesario considerarlo en pasos discretos donde el número de etapas de deterioro puede variar. Existen, básicamente, dos formas de definir las etapas de deterioro: ya sea por duración, la cual permite identificar cuándo cambia de un estado a otro, o por signos físicos. En aplicaciones prácticas, la tendencia es a favor de la segunda forma la cual permite hacer controles periódicos necesarios para determinar la etapa de deterioro. Si se toma esta decisión, los tiempos medios entre las etapas son generalmente diferentes, y se seleccionan a partir de datos del comportamiento o por decisiones basada en la experiencia.

2.9 Cadenas de Markov:

Cuando se tienen datos históricos de modos de falla y tiempos de parada, se pueden utilizar modelos que describen la tasa de fallo de un elemento en un intervalo de tiempo, los modelos más comunes son el de la curva de la bañera, exponenciales y de Weibull. Cuando no se dispone de datos históricos se requiere encontrar un modelo a condición (Hoskins, Strbac, & Brint, 1999), el cual pude ser:

Los modelos de regresión a menudo asumen que la condición de un elemento puede ser descrito por una línea recta o curva, por ejemplo, las edades de elementos. Estos modelos son determinísticos y predicen con certeza el estado futuro permitiendo establecer actividades de mantenimiento basado a tiempo.

Los modelos mecanicistas se fundamentan en ecuaciones científicas y de ingeniería para predecir el deterioro de un componente. Sin embargo, dichas ecuaciones son difíciles de determinar con precisión en la mayoría de los casos.

Modelo determinista se considera un equipo que falla con cierta frecuencia, para reducir el número de fallas es necesario realizar n inspecciones al año cuando se presenten cambios pequeños cambios en la condición. El número óptimo de inspecciones corresponden al que minimiza el número de salidas al año, el cual considera la duración de las inspecciones y los tiempos de reparación después de las fallas.

Sea $\lambda_{(n)}$ la tasa de ocurrencia de falla por año, donde λ es independiente del tiempo y función de la frecuencia de inspecciones. Por lo tanto, el tiempo total de parada $T_{(n)}$ es también una función de n, de (Endrenyi & Anders, 2006) se tiene:

$$\lambda_{(n)} = \frac{k}{(n+1)} \qquad (2.12)$$

Donde k indica la frecuencia de falla cuando no se realiza inspecciones.

$$\text{Si} \quad T_{(n)} = \lambda_{(n)} t_r + n t_i$$

t_r: Duración promedio de la reparación

t_i: Duración promedio de la inspección

Sustituyendo (1) y derivando $T_{(n)}$ respecto a n e igualando la ecuación a cero se obtiene:

$$\frac{dT_{(n)}}{dn} = \frac{-kt_r}{(n+1)^2} + t_i = 0$$

Al despejar n el resultado que se obtiene para encontrar el valor óptimo de la frecuencia de inspección será:

$$n_{opt} = \left(\frac{kt_r}{t_i}\right)^{\frac{1}{2}} - 1 \qquad (2.13)$$

Por ejemplo si ocurren dos 2 veces por año fugas de SF6 en un interruptor y el tiempo de inspección es 1 hora y el de reparación de 4 horas se obtiene un resultado de 2.83 aproximando a 3 veces por año.

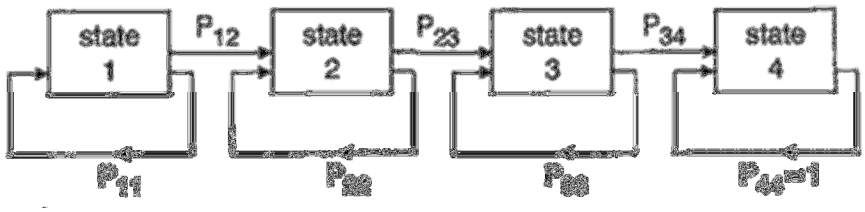
De esta forma se evidencia como utilizar un modelo matemático.

Modelo de Markov es de naturaleza estocástica que significa que la condición futura de un equipo no se predecirse con certeza, pero que es posible determinarla a partir de la relación entre variables por funciones de probabilidades que describen la posibilidad de un cambio de estado.

El modelo considera que la condición de un determinado equipo, puede llegar a uno de un número determinado de estados, en un punto determinado en el tiempo. Un proceso de Markov para cuatro estados se describe en la Figura 2-7. Estos estados se indexan por los primeros números enteros N y pretenden representar los grados de deterioro. Estos estados pueden ser descritos como una variable a medir o basarse en la experiencia del personal experto (Hoskins et al., 1999). Por ejemplo, el primer estado será el que se defina para el transformador si la rigidez dieléctrica es superior a los 50 kV/mm.

El segundo caso se le asigna el estado 1 si en la inspección del equipo no se evidencia signos visibles de desgaste o deterioros.

Figura 2-7: Ilustración de los cuatro estados del proceso (Hoskins et al., 1999)



El comportamiento del proceso se determina a partir de las probabilidades de transición denotados por P_{ij} para un periodo de tiempo bien sea año, mes o semana de operación o en su defecto cualquier otra escala definida por el usuario, el modelo supone que el equipo permanece en su estado actual o empeora y que el tiempo es el único factor que influye en su condición.

El modelo de la cadena de Markov especifica que a través de un espacio de estado E un grupo de acciones $A(i)$ de mantenimiento están disponibles para cada estado $i \epsilon E$, existe una matriz de transición de probabilidades P_{ij} desde el estado i al estado j (Augenbroe & Park, 2002).

El espacio de estados, corresponde a las clasificaciones de condición definidos por el usuario. Un ejemplo de las categorías son:

Condición 1: el elemento esta nuevo y su comportamiento es norma.

Condición 2: el elemento opera seguro y presenta un deterioro de menor importancia.

Condición 3: el elemento requiere reparación o reemplazo en sus componentes, en un periodo de tres años.

Condición 4: el elemento tiene riesgo de falla inminente con posible afectación del servicio.

Es importante que, cualquiera que sea calificaciones de condición esté claramente definida y la información sea consistencia y confiable.

El modelo de la cadena de Markov es un proceso estocástico de tiempo discreto asociado a los estados antes definidos.

$$P(X_{t+1} = i_{t+1}|X_t = i_t, X_{t-1} = i_{t-1}, \dots, X_1 = i_1, X_0 = i_0) = P(X_{t+1} = i_{t+1}|X_t = i_t) \quad (2.14)$$

De acuerdo a (2.14) las probabilidades de transición no cambian con el tiempo, es decir que la probabilidad del estado $t+1$ depende del estado en el tiempo $t(i_i)$ y no depende del histórico de estados. Se define p_{ij} como:

$$P(X_{t+1} = j|X_t = i) = p_{ij} \quad (2.15)$$

Donde p_{ij} es la probabilidad de que el equipo cambie del estado i en el tiempo t a un estado menor j en el tiempo $t+1$. En este caso las probabilidades de transición p_{ij}, estará representada por la matriz de probabilidad P tamaño nxn:

$$P_{ij} = \begin{bmatrix} p_{11} & p_{12} & \cdots & p_{1n} \\ p_{21} & p_{22} & \cdots & p_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ p_{n1} & p_{n2} & \cdots & p_{nn} \end{bmatrix}$$

El desarrollo de la cadena de Markov requiere una gran cantidad de datos históricos de mantenimiento para un instante de tiempo. Por otra parte, la matriz de probabilidad de transición de un equipo se puede mejorar de forma continua actualizando la información de los diferentes estados asignados.

En este capítulo se identificaron las diversas herramientas que permiten hacer seguimiento a las fallas y como pueden ser utilizadas para proponer acciones de mantenimiento, en el siguiente capítulo se involucra el elemento de riesgo el cual considera los aspectos de las consecuencias de las fallas y la condición de los equipos.

3 Análisis de riesgo y criticidad

El escenario económico actual de la industria de sistema de energía sugiere la revisión de los programas de mantenimiento de los equipos del sistema de potencia, debido a la limitación de las restricciones presupuestarias (Natti & Kezunovic, 2008). Por lo tanto hay una gran necesidad de desarrollar nuevas estrategias de mantenimiento, además de las ya existentes como el mantenimiento centrado en confiabilidad, el mantenimiento basado en condición, se requiere introducir el concepto de riesgo que apoye la toma decisiones en la realización de las actividades de mantenimiento.

En este capítulo se establecen las herramientas para el cálculo de los riesgos y prioridad en la atención de las acciones de mantenimiento, a partir de la probabilidad de falla y las consecuencias de las fallas, aplicados a empresas del sector de la transmisión. Para definir la prioridad es necesario identificar la criticidad para los activos del STN, calculada a partir de variables como impacto operativo, ingresos regulados y criticidad de la subestación.

3.1 Evaluación del riesgo

El término riesgo es muy general y puede ser aplicado en muchas áreas como la financiera y la de los sistemas de potencia. Se define como el producto de la probabilidad de la ocurrencia de un evento por las consecuencias, si llegará a presentar. El riesgo es alto cuando el evento puede ocurrir y las consecuencia son severas, y moderado si las probabilidad es baja y las consecuencias son altas o cuando la probabilidad es baja y las consecuencias son altas (IEEE Std. C37.10.1, 2000).

En general el riesgo representa el impacto negativo de todas las amenazas que podrían afectar el logro de los objetivos del proceso, área o actividad evaluada. En el caso específico se analizarán las componentes definidas a continuación:

Evento (E): es la falla de un equipo o componente del mismo que impiden que la función del equipo se cumpla de acuerdo a lo definido por el RCM.

Probabilidad del evento P (E): es la probabilidad de ocurrencia del modo de fallo de acuerdo a lo definido por RCM para el equipo o componente.

Consecuencia del evento C (E): corresponde al impacto de la falla del equipo o componente.

Ahora el riesgo asociado a cada evento es:

$$R(E) = P(E) * C(E)$$

Dentro de la activad de las empresas de transmisión para el sector colombiano, se puede hacer la siguiente clasificación por tipo de riesgos:

Estratégicos: son riesgos relacionados con la estrategia de la organización y están descritos en los mapas estratégicos de largo plazo, en esté se revisan la expansión de la empresa, el entorno país, la conformación de grupos de trabajo entre otros.

Financieros: revisa el rendimiento de los capitales de inversión respecto a los tipos de cambio, se consideran las deudas en moneda extranjera y la adquisición de créditos de inversión.

Operacionales: son los propios del negocio y están relacionados con la falla en equipos, humanos, cantidad de repuestos, sistemas de información, procesos del negocio.

Regulatorios y legales: relacionadas con las multas o sanciones por incumplimientos a los aspectos legales del negocio relacionados con la parte ambiental o de salud ocupacional y los requisitos exigidos por los entes reguladores que para el caso Colombiano es la GREG.

3.2 Consecuencia de los eventos

Las consecuencias de las fallas están relacionadas con los posibles efectos que puedan causar en caso de presentarse. En el caso de los equipos del sistema de transmisión estas son algunas de las posibles consecuencias (Natti & Kezunovic, 2008):

Pérdida de carga: Impacta directamente a los clientes que para el caso de los sistemas de transmisión son de gran relevancia dada su demanda en potencia; una forma de estimarla es a partir de la energía no suministrada.

Pérdida de una línea: si una línea sale de servicio cambia la configuración del STN generando en ocasiones restricciones en los flujos de potencia que en ocasiones pueden sobrecargar otras líneas con la posible consecuencia que salgan de servicio. La forma de estimarla es a partir de los costos de la generación de potencia.

Pérdida de generación: cuando sale un generador la potencia de este se reparte en los demás, ocasionando sobrecostos para los usuarios del sistema, esta generación sale como no programada.

Costo de reparación: considera los costos de reparar el equipo para recuperar la condición, involucra pagos de compensaciones por indisponibilidades, materiales, mano de obra y repuestos. En ocasiones la consecución de repuesto puede tomar tiempos prolongados aumentando los pagos por compensación.

Costo de ambiental y salud ocupacional: para este sector están relacionados con las posibles sanciones económicas por el incumplimiento de reglamentaciones ambientales como la contaminación con aceite y fugas de SF6. Desde el punto de vista de salud ocupacional están relacionados con la afectación a las personas desde la ausencia por incapacidad hasta la muerte.

Las consecuencias de las fallas, para cada riesgo deben valorarse en términos del impacto que generan, la escala de valoración se puede agrupar en las siguientes categorías:

- Seguridad a las personas
- Impacto ambiental
- Disponibilidad de los activos/Duración de la reparación
- Costos de reparación

La escala de severidad con la cual se realiza la valoración está definida con un crecimiento Fibonacci (5, 8 y 13), esto con el fin para darle más peso relativo a los de mayor impacto y que sea más relevante la severidad que la probabilidad.

Tabla 3-1: Valoración de las consecuencias

CONSECUENCIAS DE LAS FALLAS		
CONSECUENCIA	**DESCRIPCIÓN**	**VALOR**
SP+ Seguridad de las personas	Pérdida de vida humana	13
SP: Seguridad de las personas	Incapacidad superior a 5 días	8
SP- Seguridad de las personas	Incapacidad inferior a 5 días	5
IA+ Impacto ambiental	Ocurrencia de explosión	13
IA: Impacto ambiental	Fugas mayores de SF6 o aceite.	8
IA- Impacto ambiental	Fugas menores de SF6 o aceite	5
DR+ Duración reparación	Mayor a 5 días	13
DR: Duración reparación	De 2 a 5 días	8
DR- Duración reparación	Menor a 2 días	5
CR+ Costo reparación	Mayor a 30 Millones de pesos	13
CR: Costo reparación	Entre 15 y 30 Millones de pesos	8
CR- Costo reparación	Menor a 15 Millones de pesos	5

El total de la consecuencia se obtiene de sumar los pesos para cada una de las consecuencias valoradas:

Consecuencias de Fallas= Seguridad de las personas + Impacto ambiental + Duración reparación + Costo reparación.

3.3 Evaluación de la criticidad

El análisis de la criticidad es una herramienta que permite a través de criterios homologados una clasificación de los equipos, sistemas y componentes de acuerdo al impacto que se tiene en la transmisión de energía ante una falla de estos. Se identifican tres categorías:

A: Nivel crítico alto.

B: Nivel crítico medio.

C: Nivel crítico bajo.

El análisis de criticidad permite focalizar los recursos de mantenimiento en aquellos equipos que se consideran de gran valor para la empresa, de tal forma que es posible priorizar las acciones de mantenimiento, ya que en la práctica no se cuenta con recursos infinitos para atender todas las necesidades. Requiere de una definición desde la perspectiva del negocio de transmisión dada por los directivos de la empresa, los niveles de servicio contratado con los clientes, la experiencia del personal de operación y mantenimiento.

3.4 Variables asociadas a la criticidad

Con el objetivo de clasificar los equipos, es necesario realizar una identificación de variables con la asociación de pesos respectivos. A continuación se describen algunas representativas para la transmisión de energía, estas pueden modificarse de acuerdo a las necesidades de cada empresa.

3.4.1 Remuneración del activo:

La resolución CREG 011 del 2009 estableció los ingresos mensuales para las unidades constructivas de transmisión a nivel nacional, la escala está definida a partir de los activos que más reciben ingresos:

Tabla 3-2: Criterios de clasificación remuneración del activo

A	X > Activos de mayor ingreso
B	Activos ingreso medio < X < Activos ingreso medio
C	X <= Activos ingreso bajo

3.4.2 Uso de la capacidad instalada

Está relacionada con la cargabilidad del activo y el impacto que este pueda causar en la demanda no atendida en caso de presentarse un evento. Cuanto mayor es la cargabilidad mayor es el impacto en la salida no programada del activo.

Tabla 3-3: Criterios de clasificación uso capacidad instalada

A	X >= 75% Capacidad Nominal
B	50% Capacidad Nominal <= X < 75% Capacidad Nominal
C	X < 50% Capacidad Nominal

3.4.3 Tipo de activo

Está relacionada con la importancia que tiene el activo o unidad constructiva para el sistema de transmisión nacional y corresponden a los indicados por la regulación.

Tabla 3-4: Criterios de clasificación por tipo de activo

A	X = 90% Para barras, compensaciones estáticas, generador y transformador
B	X=70% Para bahía de línea, acople, transferencia, compensación.
C	X = 50% Servicios auxiliares, controles de tensión y compensaciones en terciario.

3.4.4 Criticidad de la subestación

Se realiza de acuerdo a los criterios de clasificación indicados por el estudio **"Diagnóstico de las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional: Análisis, identificación de subestaciones estratégica, identificación de equipos en situación crítica y recomendaciones",** contrato # 011-410312/08, realizado por Concol el 6 de marzo de 2009 y contratado por la unidad de planeación minero energética-UPME. Se definen subestación crítica como el sitio de la ocurrencia de un evento (destrucción, daño, degradación o alguna forma que determine la indisponibilidad de equipos) puede producir una crisis en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y un impacto importante sobre la confiabilidad u operatividad de la red eléctrica. Los criterios que se analizaron para cada una de las instalaciones fueron:

- Seguridad externa.
- Operación

- Mantenibilidad
- Calidad del servicio

El estudio entrega como resultado el índice de criticidad global-ICG para todas las subestaciones del STN, el cual va 1 a 10, siendo 10 es la más importante para el STN. De acuerdo a este rango de determinan los siguientes valores de escala:

Tabla 3-5: Criterios de criticidad de subestaciones del STN

A	ICG >= 75%
B	50% <= IGC < 75%
C	IGC < 50%

3.4.5 Definición de los pesos de las variables para la criticidad

Los valores para la ponderación de los pesos se obtienen a partir de la consulta a personal experto, de dirección, de operación y de la gerencia. Los resultados descritos en la Tabla 3-6 se obtienen como se muestra a continuación y sólo son referenciales ya que están sujetos a cada empresa a partir de lo que se defina como relevante.

Tabla 3-6: Valoración de las variables para la criticidad

	CRITICIDAD	A	B	C
VARIABLES	**PONDERACIÓN**	**100%**	**75%**	**25%**
Remuneración del activo	40%	40%	20%	5%
Criticidad de la subestación	30%	40%	30%	10%
Uso de la capacidad instalada	15%	10%	15%	5%
Tipo de activo	15%	10%	10%	5%

De acuerdo a lo anterior se obtiene los siguientes rangos de criticidad, el cual se denomina índice de criticidad-IC, los cuales se obtienen a partir de la combinación de valores de la Tabla 3-6.

Tabla 3-7: Clasificación por nivel de criticidad

A	0.210 <= IC < 0.310
B	0.071 <= IC < 0.200
C	IC < 0.019

3.5 Frecuencia óptima de mantenimiento

Uno de los elementos importantes en el mantenimiento es lograr formalizar el tiempo de parada en los equipos de tal forma que se disminuyan los impactos. Esto se logra mediante la reducción de las fallas con la realización de las tareas de mantenimiento periódico, sin embargo la programación del mantenimiento periódico sin considerar las tasas de falla, puede llevar a salidas innecesarias de los equipos aumentando el tiempo de indisponibilidad y costos.

Las fallas en los equipos se pueden evitar aumentando la frecuencia del mantenimiento periódico, sin embargo el realizarlo en estas condiciones aumenta el tiempo de parada para su realización. Por tal motivo es necesario determinar la frecuencia optima de mantenimiento descrita Figura 3-1. (Choonhapran, 2008).

La frecuencia optima de mantenimiento tiene como objetivo disminuir el tiempo de parada, el cual se denomina como $D_{(n)}$ para un intervalo de tiempo; está determinado por la suma del tiempo total de mantenimiento que estaría dado por la frecuencia y duración de la actividad, más el tiempo que se requiere para solucionar el modo de falla presentado como tiempo de reparación D_R, en el caso de los equipos de transmisión estaría dado desde el instante en el cual se indispone el equipo, hasta que sea declarado disponible para el servicio.

$$D_{(n)} = D_R + D_M = \frac{\lambda_{(n)}}{\mu} + \frac{n}{i} \qquad (3.1)$$

Dónde:

$\lambda_{(n)}$: Es la tasa de falla por unidad de tiempo $\frac{1}{TIEMPO\ MEDIO\ ENTRE\ FALLAS-MTTF}$

μ: Es la tasa de reparación $\frac{1}{TIEMPO\ MEDIO\ EN\ REPARAR-MTTR}$

n: Número de mantenimiento periódico por unidad de tiempo

i: Es la tasa de reparación $\frac{1}{TIEMPO\ MEDIO\ PARA\ MANTENIMIENTO-MTTM}$

Para obtener el valor óptimo se calcula la derivada de (3.1) respecto al tiempo de parada igualando a cero:

$$\frac{D_{(n)}}{dn} = \frac{\lambda'_{(n)}}{\mu} + \frac{1}{i} = 0 \qquad (3.2)$$

Se observa que la tasa de falla es inversamente proporcional a la cantidad de mantenimientos. La tasa de falla cuando se realiza el mantenimiento por unidad de tiempo es k.

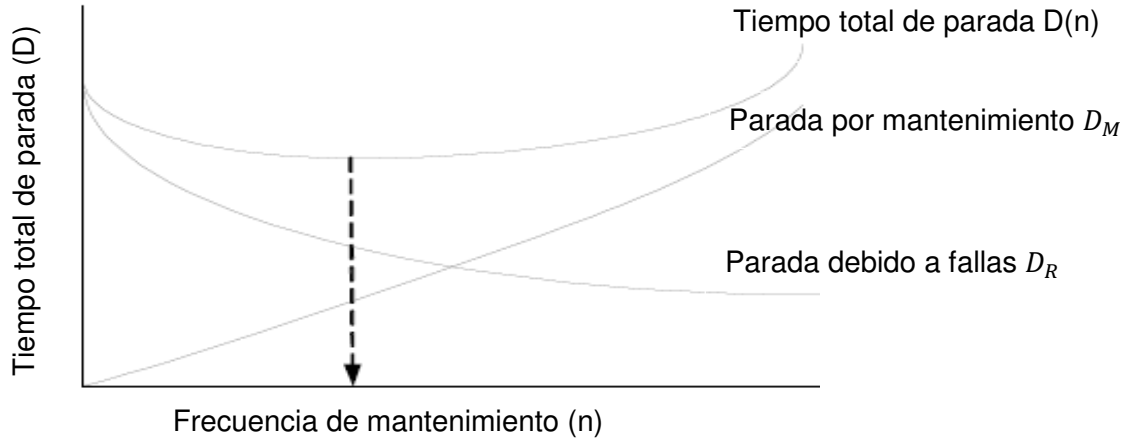
$$\lambda_{(n)} = \frac{k}{n} \quad y \quad \lambda'_{(n)} = -\frac{k}{n^2} \qquad (3.3)$$

De las ecuaciones (3.2) y (3.3) la frecuencia optima de mantenimiento n pude ser encontrada, de esta forma se obtiene la frecuencia optima de mantenimiento por año.

$$n = \sqrt{\frac{i.k}{\mu}} = \sqrt{\frac{MTTR.k}{MTTM}} \qquad (3.4)$$

k: Es la tasa de falla cuando se realiza el mantenimiento periódico.

Figura 3-1: Frecuencia óptima de mantenimiento (Choonhapran, 2008)



De la figura 3-1 se muestra que el tiempo de parada D(n) es la suma del tiempo de mantenimiento y tiempo debido a fallas o tiempo de reparación.

La determinación de la frecuencia óptima es una variable que permite encontrar de forma efectiva si las frecuencias de los mantenimientos periódicos son las adecuadas; en este sentido se requiere llevar un buen registro de la información, para que se tenga confiabilidad de los datos.

Con la valoración del riesgo a partir de la probabilidad de falla y las consecuencias permite la priorización de las acciones de mantenimiento, de tal forma que las personas a cargo de la gestión del mantenimiento puedan tomar las decisiones correctas. En el siguiente capítulo se indica la metodología propuesta a partir de los conceptos analizados.

4 Metodología propuesta

En este capítulo se describe la metodología con la combinación de las diferentes estrategias de mantenimiento basado en confiabilidad, condición y riesgo con el objetivo de apoyar las decisiones de mantenimiento sobre los equipos de tal forma que las actividades no impacten los niveles de servicio, el desempeño de los equipos y la seguridad de las personas y el medio ambiente. La aplicación de la metodología se realiza para una familia de interruptores, cuya función dentro de los equipos del sistema de transmisión es relevante para la operación en el STN; igual permite expandirse para cualquier otro equipo que cumpla con los requisitos descritos anteriormente y cumpliendo formalmente con el flujo del procedimiento se descrito en la Figura 4-1.

4.1 Planteamiento formal de la metodología

La metodología aplica para equipos que están en operación y han sido sometidos a lo largo de su historia a diversos tipos de mantenimiento, como aspecto relevante, las fallas y modos de falla deben estar catalogados para evitar confusiones en el registro de la información. La primera actividad consiste en realizar el estudio de RCM el cual entrega como resultado los modos de falla y las frecuencias de intervención. Cada modo de falla en la medida que ocurra y se conserven los registros, permite calcular la probabilidad de ocurrencia en el periodo de vida útil, descrita en la curva de la bañera. Los modos de falla deben estar descritos de forma tal, que se pueden identificar las causas, información fundamental en el análisis, igualmente se deberá contar con personal formado en la metodología de RCM para que los resultados estén normalizados.

El resultado esperado de este primer paso es un conjunto finito de modos de falla-MF para cada una de las fallas funcionales descritas en los estudios:

$$\text{MF} = \{MF_1, MF_2, MF_3, .., MF_n\} \qquad (4.1)$$

Una vez definidos el modo de falla, se asignan las tareas respectivas, la siguiente pregunta en hacerse es sí este tiene un parámetro que permita monitorear el deterioro de la condición, de tal forma que cumpla con el intervalo P-F.

$$\text{VM} = \{VM_1, VM_2, VM_3, .., VM_n\} \qquad (4.2)$$

El definir el parámetro para determinar la condición se vuelve un elemento relevante, ya que algunos modos de falla se pueden detectar a partir de inspecciones visuales, alarmas, o a través de los sistemas de supervisión, control y protección y en algunos caso el tener que indisponer el servicio para la realización de pruebas y determinar su evolución. La tecnología para el monitoreo de parámetros está desarrollándose significativamente ya que permite determinar la condición del equipo sin indisponer el servicio, sin embargo antes de su implementación es necesario evaluar la relación beneficio costo y el nivel de madurez logrado. Igualmente con la utilización de las telecomunicaciones es posible integrar la información de los parámetros de los equipos a los sistemas de información para operación y mantenimiento (Velásquez & Villafáfila, 2007).

Uno de los retos importantes de acuerdo a la experiencia, está dado por su vida útil y el complimiento de los límites de compatibilidad electromagnética, en ocasiones puede ocasionar señales equivocadas o generar disparos sobre los equipos de forma indeseada afectando la prestación del servicio. En este sentido es importante adoptar la tecnología cuando se tenga un nivel de madurez y utilización que permita evaluar su desempeño en el tiempo.

Una vez se identifiquen las variables o parámetros que pueden ser monitoreados, es necesario asignar valores numéricos o rangos que permitan tener puntos de control para determinar su condición y de esta forma evaluar su comportamiento en el tiempo. La obtención de los límites requiere de conocimiento de personal experto, combinada con la información de los proveedores y resultado de la puesta en servicio. Una vez establecido los puntos de control para determinar la evolución de la variable, es posible desarrollar metodologías para diagnosticar la condición de los equipos y de esta forma asignarle una condición, de tal forma que el personal que evalúa los equipos puedan indicar las acciones de acuerdo a la situación presentada.

Cuando no es posible identificar el punto donde el equipo empieza a fallar, es decir, el punto P de la curva P-F, es necesario preguntarse si el modo de falla es evidente. Evidente quiere decir que no es necesario que se requiera la función para identificar si el modo de falla está presente o no, sino que por sí solo se detecta o hace evidente la falla al personal que hace la supervisión. En este caso se tienen dos opciones: una es necesario realizar análisis de tasa de fallas para calcular la frecuencia óptima de intervención, y la otra está determinada a partir de la expresión conocida como la frecuencia de intervención para tareas de búsqueda de falla-FFI.

Las tareas de búsquedas de falla se aplican a funciones de protección ya que para verificar si están bien, es necesario activar la función en un entorno controlado, es decir si requiere la función principal no pasa nada con el equipo protegido. La fórmula para para determinar el intervalo de búsqueda de falla de Moubray, está basada en generalmente en supuestos y aproximaciones razonables, la aplicación correcta de las frecuencias de intervención en un programa de mantenimiento, podría alcanzar un nivel de riesgo aceptable ante eventuales fallas múltiples, que consiste en que falla el elemento de protección cuando la función no está disponible, la metodología del cálculo del FFI se describe a continuación:

$$FFI = \frac{2 * M_{GIDO} * M_{TOR}}{MFM} \qquad (4.3)$$

Dónde:

M_{GIDO}: Cada cuanto se requiere la función protegida para los equipos en operación.

M_{TOR}: Cada cuanto se ha presentado la falla funcional.

MFM: Cada cuanto se espera la ocurrencia de falla múltiple, dado por el personal de operación.

Una vez identificada la frecuencia es necesario determinar el riesgo de hacer la actividad en el tiempo indicado o si es posible desplazarla en el tiempo de forma que se puedan optimizar los recursos y las intervenciones. En este sentido se requiere realizar el análisis de riesgos.

Cuando la falla, es posible detectarla antes de la ocurrencia, o esta tiene un comportamiento que permite predecir cuándo va a fallar, se hace la pregunta si es posible el monitoreo continuo, es decir se tiene la tecnología para evaluar su evolución y

su atención puede hacerse en un tiempo que permita coordinar los recursos y las intervenciones de forma adecuada.

Para determinar el impacto de la falla es necesario introducir el concepto de posibilidad de detección con el fin de considerarlo como un factor que impacta la probabilidad de ocurrencia. La detección (D) considera desde tener monitoreo continuo de las variables a controlar hasta no ser posible su detección por ninguna forma, incluso el relacionado con las pruebas periódicas fuera de línea, por tal motivo se asignan los siguientes factores:

Tabla 4-1: Posibilidad de detección de la falla

Detección	Valor
Imposible detectar	3
Se detecta con pruebas especializadas	2
Tiene monitoreo en línea	1

Aplicando el anterior factor el cálculo de riesgo se modifica de acuerdo a la siguiente expresión:

$$Riesgo(E) = Probabilidad(E) * Consecuencia(E) * Detección(E) \quad (4.4)$$

A partir del riesgo y la criticidad del activo se obtiene la matriz que se muestra en la Tabla 4-2 para priorizar la actividad de mantenimiento. Los valores indicados son de referencia y su escala puede cambiar dependiendo de la cada empresa; la escala mayor del riesgo se obtiene a partir de combinar los valores más altos y se puede ajustar cuando sea necesario. La clasificación de criticidad ABC es la recomendada para empresas del sector, el parámetro A corresponde a los equipos de mayor relevancia e impacto para el sistema, el parámetro C corresponde a los equipos que de menor valor de criticidad.

Tabla 4-2: Matriz de priorización de criticidad vs riesgo

	NIVEL DE RIESGO				
CRITICIDAD	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**
A	Semana	Semana	Mes	Semestre	Año
B	Semana	Mes	Semestre	Año	Oportunidad
C	Mes	Semestre	Año	Oportunidad	Oportunidad

4.2 Cálculo de la probabilidad de falla procedimiento experto

Muchas empresas no tienen históricos de modos de falla que les permita tener una estadística confiable, de tal forma que puedan aplicar cálculos de probabilidad, tanto para la obtención de nuevas tecnologías, como para el dimensionamiento de las actividades de mantenimiento en los equipos en operación. Sin embargo, existe la posibilidad de que se pueda determinar desarrollando una herramienta que permita medir la probabilidad de falla de algún equipo en un instante dado.

En la práctica, la probabilidad puede determinarse a partir de la valoración de los siguientes elementos: variables que alertan que el modo de falla se está presentando si se tiene el monitoreo en línea no se requiere interrumpir el servicio, el comportamiento operativo dado por el análisis de la información, tomados a partir de los eventos o maniobras realizadas sobre los equipos y por ultimo las inspecciones operativas realizadas por el personal. Para determinar a cual factor se le dará más relevancia, es necesario calcular el peso de las variables descritas en la Tabla 4-3 se realiza una encuesta a personal con experiencia en operación y mantenimiento a fin de que se discutan y analicen la importancia relativa de los siguientes factores:

A. Valor de las variables a controlar.
B. Comportamiento operativo.
C. Inspecciones operativas.

Los factores de peso respecto a los criterios de decisión se indican en la Tabla 4-3 se definen así:

- Si el efecto de la variable A es menor que B, se asigna un peso de 1.
- Si el efecto de la variable A es igual a B, se asigna un peso de 2.
- Si el efecto de la variable A es mayor que B, se asigna un peso de 3.

Tabla 4-3: Criterios para la determinación de pesos en las variables

CRITERIO	Valor de las pruebas eléctricas	Comportamiento operativo	Inspecciones operativas	**Sumatoria (∑)**	**% de peso**
Valor de las pruebas eléctricas					
Comportamiento operativo					
Inspecciones operativas					

Dependiendo del tipo que se esté evaluando, los pesos pueden ser modificados de acuerdo a la opinión del personal experto.

Para cada uno de los criterios es necesario calcular los subfactores de las Tablas 4-4 a 4-7:

Tabla 4-4: Criterios para la determinación de pesos las pruebas eléctricas

Peso del valor de las pruebas eléctricas		
Subfactor	**Variable a controlar**	**% de confiabilidad**
A	Resultado de la prueba eléctrica 1	
B	Resultado de la prueba eléctrica 2	
C	Resultado de la prueba eléctrica 3	
D	Resultado de la prueba eléctrica 4	

Tabla 4-5: Criterios para la determinación de pesos en el comportamiento operativo

Peso del valor del comportamiento operativo		
Subfactor	**Variable a controlar**	**% de confiabilidad**
A	Resultado comportamiento operativo 1	
B	Resultado comportamiento operativo 2	
C	Resultado comportamiento operativo 3	
D	Resultado comportamiento operativo 4	

Tabla 4-6: Criterios para la determinación de pesos en las inspecciones operativas

Peso del valor de las variables en inspecciones operativas		
Subfactor	**Variable a controlar**	**% de confiabilidad**
A	Resultado de la inspección operativa 1	
B	Resultado de la inspección operativa 2	
C	Resultado de la inspección operativa 3	
D	Resultado de la inspección operativa 4	

Para el cálculo de la confiabilidad total se multiplican los factores y los subfactores respectivos, luego se obtienen la sumatoria para obtener la confiabilidad total de equipo como describe en Tabla 4-7.

Tabla 4-7: Combinación de factores y subfactores para la confiabilidad

Combinación de factores para el cálculo de la confiabilidad				
Factor	**Valor F**	**Subfactor**	**Valor SF**	**Confiabilidad F*SB**
Valor de las pruebas eléctricas		Resultado prueba eléctrica		
Comportamiento operativo		Resultado del comportamiento operativo		
Inspecciones operativas		Resultado de la inspección operativa		
Totales		**Sumatoria (∑)**		

4.3 Formulación de la programación del mantenimiento

Cuando se presentan las fallas y se tiene una recopilación histórica, es posible calcular la probabilidad de ocurrencia en un intervalo de tiempo determinado, con el fin de realizar las tareas que requieren los equipos para recuperar su condición, con el fin de aumentar su disponibilidad y confiabilidad.

Un equipo que se encuentra con monitoreo en línea indica cuándo una variable está fuera de los límites establecidos, en este momento es necesario tomar una decisión por parte del personal experto, que puede ser: reemplazar, realizar una tarea de reacondicionamiento o continuar operando durante un intervalo de tiempo fijo. La determinación del intervalo permite establecer una referencia de cuándo hay que hacer la actividad para evitar que los equipos fallen y sea posible coordinar de forma adecuada los recursos para la realización de las acciones, a partir de unas restricciones de tipo operativo, costos y desplazamientos. Es por esto que el proceso de degradación se considera estocástico, ya que depende en gran medida de los factores anteriores y es por esto que puede ser representado por cadenas de Markov para un intervalo de tiempo fijo.

El espacio de las cadenas de Markov requiere una definición de los estados, los cuales están relacionados con la condición. Cada estado del espacio es una condición discreta para cada equipo, el cual se obtiene a partir de las reglas de diagnóstico, que sirven para determinar el nivel del deterioro en un instante de tiempo, como aplicación se tiene:

Condición 1: El equipo está en buenas condiciones para su operación normal.

Condición 2: El equipo está en buenas condiciones, opera de forma segura empieza a presentar un deterioro menor.

Condición 3: El equipo se encuentra en funcionamiento, pero es necesario programar las reparaciones o el reemplazo de componentes.

Condición 4: El equipo tiene riesgo de falla inminente.

Condición 5: El equipo se encuentra en falla.

Es importante considerar que los criterios anteriores pueden cambiar considerando el tipo de equipos y el servicio para el cual fue diseñado, un ejemplo es el siguiente:

Tabla 4-8: Evaluación de la condición para equipos eléctricos

Condición	Descripción
1	Excelente
2	Muy Bueno
3	Regular
4	Mala
5	Falla

El equipo tiene una condición representada por un multiestado, que en cualquier momento durante el funcionamiento puede pasar de un estado de mejor condición i, a un estado j de peor condición o en determinados casos llevarlo al estado N que indica falla. Los estados se pueden representar por un número finito definido por el usuario.

La representación del deterioro puede ser modelado como un proceso de Markov de tiempo continuo, desde el estado i, $(1 \leq i \leq N-1)$ a un estado de mayor deterioro j, $(i \leq j \leq N)$, con una tasa de transición λ_{ij} la cual puede ser modificada de acuerdo al comportamiento del equipo.

La matriz de probabilidad se describe en la Tabla 4-9.

Tabla 4-9: Matriz de probabilidad de Markov

	Condición 1	**Condición 2**	**Condición 3**	**Condición 4**	**Condición 5**
Condición 1					
Condición 2					
Condición 3					
Condición 4					
Condición 5					

En la Figura 4.1 se muestra un esquema de la metodología para su aplicación, en la cual se describen el procedimiento a emplear, iniciando por el contexto operacional y el AMFE indicar la prioridad de actividad a través de la programación del mantenimiento. En el análisis de prioridad se determina el riesgo asociado al modo de falla, a partir del cálculo del riesgo, combinado con la matriz de prioridad.

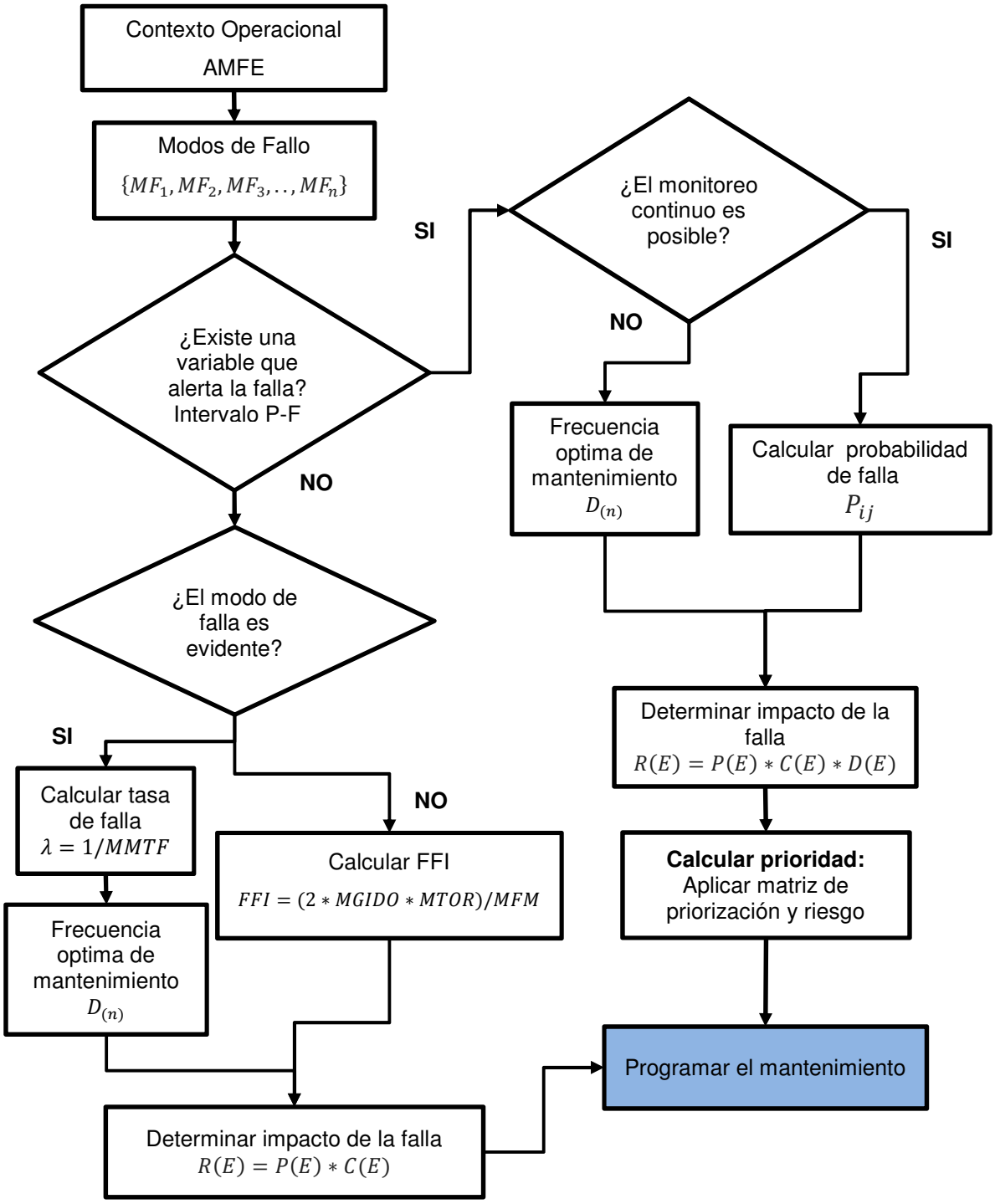
El cálculo de la probabilidad de falla es posible determinarlo a partir de los históricos de fallas registrados por familias de equipos, o con la consulta a personal expertos a través de los factores y subfactores definidos en este capítulo, estos pueden ser modificados de acuerdo a las necesidades de la empresa, sin embargo requiere ser revisados de acuerdo al comportamientos de las tasas de falla.

La metodología entrega como resultado el cálculo de las frecuencias y tareas basadas en datos, como lo son los modos de falla para ser comparado con las frecuencias que se estén aplicando, esto facilita que en cualquier momento el personal que evalúa la gestión del mantenimiento pueda modificar las tareas realizadas y determinar su efectividad.

En el siguiente capítulo se entra a profundizar en la metodología mediante un caso práctico de aplicación a una familia de interruptores, el cual dada su características e

importancia para el sistema de transmisión permite comparar los resultados de las actividades que se están realizando.

Figura 4-1: Diagrama de la metodología propuesta



5 Aplicación de la metodología

Con el objetivo de verificar la aplicación de la metodología propuesta en la Figura 4-1, se tomará como caso de estudio familia de interruptores de mando neumático con medio de extensión en SF6, ya que son los más comunes en su utilización y presentan un mayor número de fallas, específicamente para la empresa a la cual corresponden los registros.

Estos equipos se instalan en una subestación para realizar la acción de apertura y cierre con el fin de mantener o interrumpir el flujo de corriente ante condiciones de operación normal o ante fallas en los equipos del sistema eléctrico. El interruptor debe ser capaz de iniciar, soportar y cortar corrientes bajo condiciones normales del circuito, también debe iniciar, soportar e interrumpir corrientes por un tiempo específico ante condiciones de falla del circuito o permitir recierres cuando reciba el comando del esquema de protección. La rápida respuesta y la interrupción total del flujo son esenciales para proteger y mantener la estabilidad del sistema de transmisión.

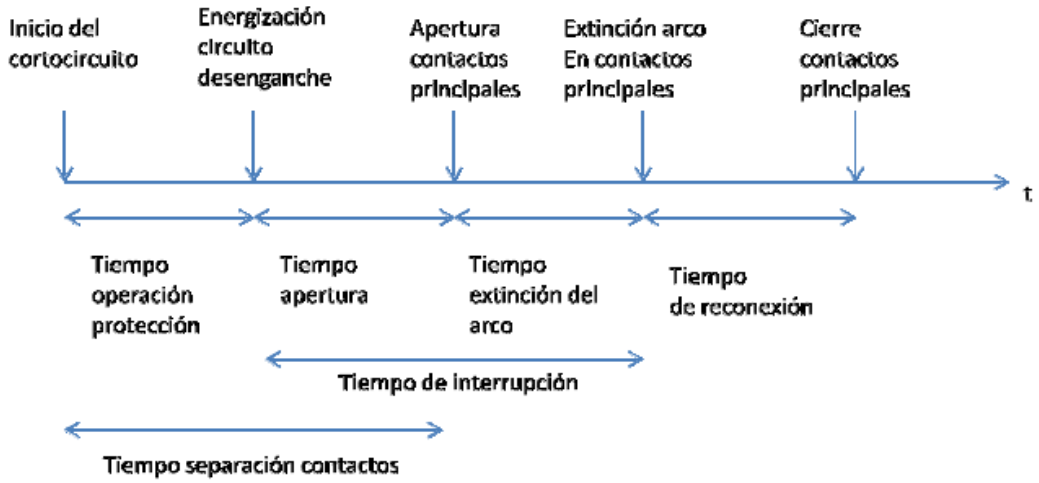
5.1 Funciones y componentes de los interruptores

Los interruptores se pueden clasificar bajo tres aspectos: mecanismo de operación, cámara de extinción y medio de extinción del arco. Pueden operar con mecanismos de resorte, neumático, hidráulicos o una combinación de estos, en cuanto a las cámaras de extinción estas pueden ser tanque muerto o tanque vivo. Finalmente según el medio de extensión del arco existen los interruptores de pequeño volumen de aceite, aire comprimido, SF6 (hexafluoruro de azufre) y en vacío.

Conceptualmente los interruptores pueden operar manualmente por medio de un mando local o remoto para abrir o cerrar sus contactos; como también lo deben hacer obedeciendo a señales de control suministradas por dispositivos de protección, para despejar diferentes tipos de perturbaciones en el sistema de transmisión, es así como se

definen los tiempos de apertura y cierre según norma (ANSI/IEEE-C37.010, 1979) ver Figura 5-1. Adicionalmente, deben suministrar una indicación de posición de sus contactos principales en el exterior del equipo, y a través de contactos auxiliares enviar señales para indicación de la posición, para que sean interpretadas por los sistemas de supervisión en los centros de maniobra de las empresas.

Figura 5-1: Tiempos de apertura y cierre durante una falla en sistema eléctrico



El interruptor de potencia en estudio está compuesto por tres unidades monofásicas en forma de columna (polos) con corte en SF6, cada una equipada con una cámara de interrupción y un mecanismo de maniobra neumático unipolar (Choonhapran, 2008).

La cámara de extinción almacena el SF6 o hexafluoruro de azufre como medio dieléctrico para extinguir el arco, es uno de los materiales más controvertidos que se ha utilizado en la fabricación de equipos eléctricos por el efecto invernadero que ocasiona la expulsión de este a la atmósfera, con impacto 22.000 veces mayor que el de CO2 durante un periodo de 100 años (International, Project, Issues, Limits, & Ewins, 2000). Se utiliza por la enormes ventajas, tales como la notable combinación de alto peso molecular (que proporciona alta capacidad calorífica y de alta densidad), electronegatividad (la fuerza de ruptura es tres veces mayor que la del aire) , alta energía de enlace (que lo hace muy estable), y la alta simetría (que se traduce en baja fuerza intermolecular para garantizar el SF6 en forma gaseosa), no es inflamable. Las propiedades antes descritas hacen que sea un excelente dieléctrico y muy utilizado para extinguir el arco (Boggs & Schramm, 1990), sin embargo una falla en el aislamiento pude generar descargas con capacidad de

corto entre fases o a tierra; razón por la cual el aislamiento requiere mantenimiento con una frecuencia determinada.

En posición cerrada el interruptor debe estar en capacidad de asegurar el flujo de corriente, el daño en los contactos principales, puede conducir a fallas severas como la soldadura de contactos y una posible falla en el aislamiento, sin embargo para que se llegue a esta condición se requieren varios años de servicio y operación los cuales se pueden diagnosticar a tiempo con pruebas periódicas de resistencia de contactos, termografías y la calidad del gas SF6. Durante su funcionamiento están sujetos a esfuerzos mecánicos, térmicos y eléctricos debido a las magnitudes de corrientes de falla que deben aislar, los parámetros utilizados para diagnosticar la conmutación de los contactos principales se requieren realizar pruebas periódicas de tiempos de operación, discrepancia entre polos y el desgaste de los contactos.

Otro componente que interviene en el cumplimiento de la función es el mecanismo de operación, el cual es usado para mover los contactos principales de abierto a cerrado y viceversa, las fallas en este representan una gran proporción del histórico de fallas recolectado, como por ejemplo fugas de aires, aceite hidráulico y gas como también fallas mecánicas como rotura de ejes y resortes que pueden dar lugar a fallas graves que indisponen el servicio.

El componente de control y tensión auxiliar, están conformados por circuitos eléctricos y electrónicos típicamente de 125 Vdc, los cuales se requieren para enviar las señales a las bobinas de apertura y cierre la cual mediante una electroválvula conduce la energía para mover el accionamiento mecánico. Las fallas en este componente son frecuentes de acuerdo al histórico de fallas, pueden ser controlados mediante inspecciones verificando el estado de los componentes.

5.2 Características generales del interruptor

De acuerdo a la información descrita en el numeral anterior, se analiza el equipo de tipo neumático en cual está compuesto por tres polos o unidades monofásicas, cada una conformada por una cámara de extinción y un mecanismo de maniobra neumático. Para efectos del estudio de RCM en la definición de funciones y modos de falla el interruptor está conformado por las siguientes partes:

- Una cámara de interrupción.
- Una columna aislante.
- Un mecanismo de maniobra.
- Tres bastidores soporte.
- Un armario de mando.
- Un moto-compresor.
- El alambrado eléctrico y la tubería
- Los dispositivos de medición y vigilancia del gas y del aire comprimido.

Los equipos son diseñados con los siguientes límites de operación:

- Altitud 1000 m sobre el nivel del mar.
- Temperatura ambiente entre -25 y +40℃.
- Contaminación de aire ambiente entre ligera y media. Para instalación en ambientes muy contaminados o atmosfera salina.
- Humedad relativa hasta 100%.

Los valores mínimos de presión admitidos para maniobrar el interruptor sin ocasionar daños al equipo son:

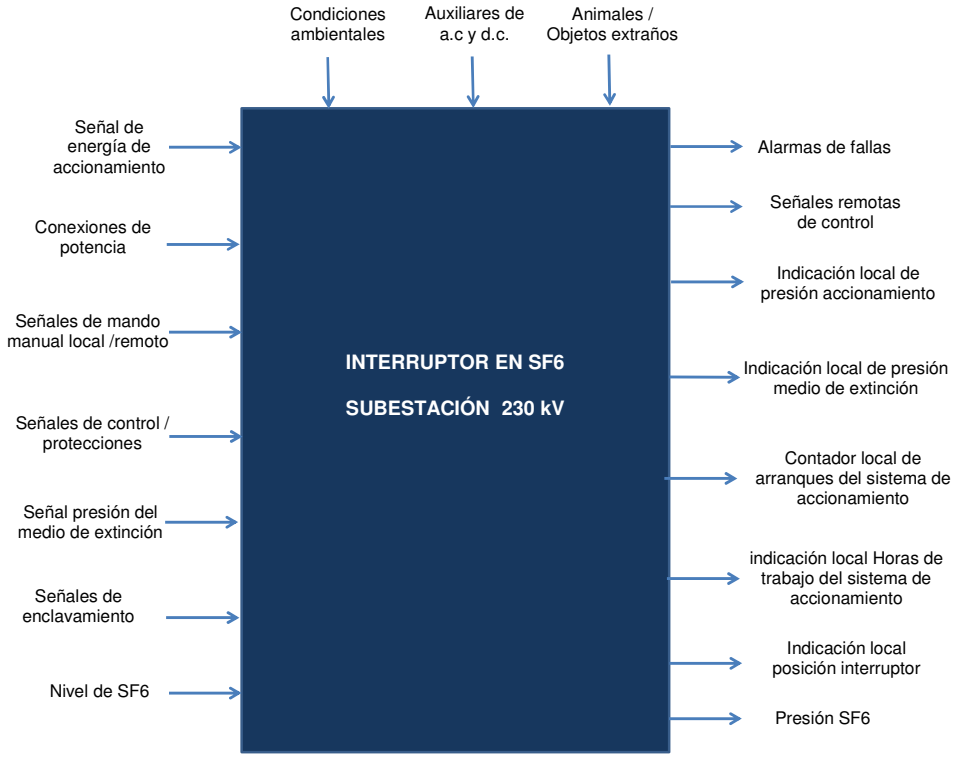
- Presión mínima del gas 0.55 MPa.
- Presión mínima del aire para el cierre 1.65 MPa
- Presión mínima del aire para la apertura 1.60 MPa.

En caso que la presión de aire o del gas caiga por debajo de estos límites, el interruptor debe abrirse automáticamente y bloquearse hasta que sea corregida la anomalía.

La cámara de interrupción, es un aislador de porcelana hueco, con gas Sf6 comprimido a la presión nominal de 0.60 – 0.70 MPa. El aislador contiene los contactos (principales y de arco, fijos y móviles), la tobera y el embolo soplador (ABB, 2004). Dicha cámara funciona por auto soplado de gas SF6, este soplado producido por el desplazamiento de un cilindro de compresión interdependiente del contacto móvil, es quien provoca la extinción del arco.

En la Figura 5-2 se indican en un diagrama las variables de entrada y salida, el cual describe de forma gráfica cuales son las variables del entorno que tienen acción en la operación correcta del interruptor.

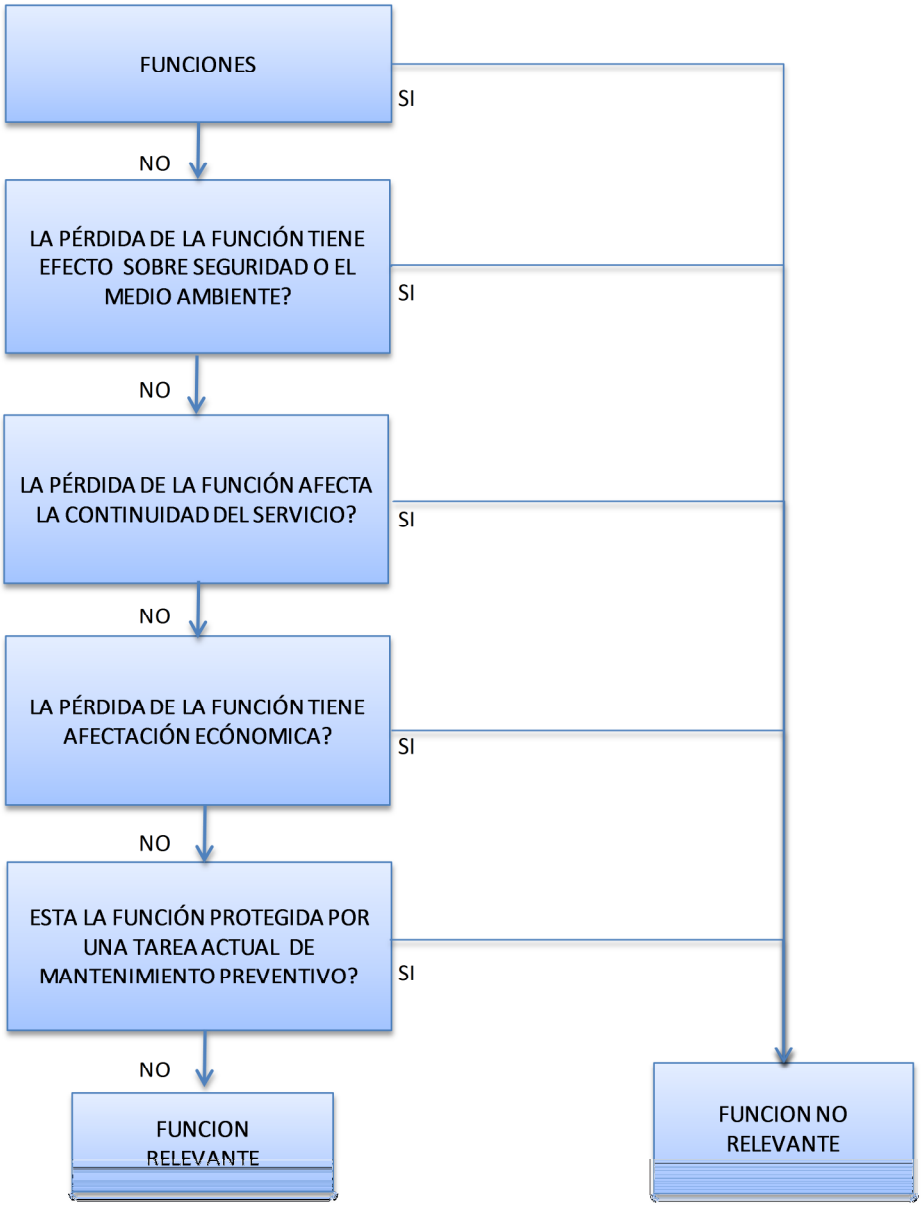
Figura 5-2: Diagrama de entradas y salida para interruptor de 230kV



5.3 Funciones

Con el fin de clasificar las funciones más relevantes para el interruptor es necesario utilizar el diagrama de flujo (N.Cotaina, 2000) descrito en la Figura 5-3, el cual se utiliza para determinar qué tipo de acción seguir durante el análisis, con el fin de eliminar o reducir las consecuencias de la falla funcional, posteriormente se hace una clasificación de las funciones de acuerdo a los criterios planteados para: función principal, secundaria y superfluas:

Figura 5-3: Diagrama para la selección de funciones principales



5.4 Lista de funciones principales:

- Conmutar la línea en condiciones normales de operación o de mantenimiento cada cuando sea requerido.
- Desconectar el suministro de energía en caso de sobrecarga o cortocircuito en el sistema interconectado.
- Permitir el paso de corriente nominal (baja resistencia al paso de corriente)

- Aislar el sistema de tierra y soportar sobretensiones hasta el BIL.
- Enviar de señales de estado para protección y bloqueo de los equipos asociados.

5.5 Lista de funciones secundaria

- Preservar la seguridad de las personas mediante la óptima conexión de puesta a tierra.
- Contener el gas SF6.
- Permitir la visualización de la posición del interruptor a una persona de visión normal a una distancia de 2 m.
- Permitir la lectura de los elementos de medición de presión.
- Permitir la lectura de los contadores de operaciones.
- Evitar el ingreso de animales u objetos extraños

5.6 Lista de funciones superfluas

- Mantener los estándares corporativos de limpieza, corrosión, apariencia física.
- Permitir la identificación del interruptor a una persona de visión normal, a una distancia de 5 m.
- Permitir la identificación de borneras y cableado del cubículo y presentar una apariencia según estándares corporativos.

Una vez definidas las funciones es necesario conformar un grupo de personal experto con experiencia en el mantenimiento de los equipos para definir los modos de falla, esto se logra a partir de lluvia de ideas, el objetivo es completar la plantilla del AMFE ver Tabla 5-1, se empieza por las funciones y análisis de falla conforme lo descrito en el numeral 2.2.

A cada falla funcional se deben asignar los efectos respectivos considerando aspectos operacionales, seguridad a las personas y el medio ambiente. El siguiente paso consiste en clasificar el tipo de monitoreo, con el fin de evaluar el impacto de hacer la actividad, se deben considerar aspectos tecnológicos y de experiencia del personal para su aplicación.

5.7 Monitoreo de la condición

El siguiente paso es identificar cuales modos de falla pueden ser monitoreados por el comportamiento del interruptor, bien sea que opere para despejar una falla o cuando sea requerido para el mantenimiento de los equipos de la bahía en la subestación. El objetivo es indisponer el menor tiempo posible el interruptor con el fin de determinar su condición.

Los desarrollos tecnológicos ofrecen diversas técnicas de monitoreo a condición que pueden mejorar la estrategia de mantenimiento, como lo es los sistemas de adquisición de datos representados por los relés de protección y registradores de fallas instalados en los circuitos medidas y control de la bahía y las técnicas de procesamiento de señales representadas por los sistemas de supervisión en las subestaciones los cuales permiten registrar los tiempos de apertura y cierre del interruptor a partir del instante de recepción del comando. Se identifican diferentes técnicas para el monitoreo a condición (Report, 1996) descritas a continuación:

Des-energizado a energizado: Las actividades de mantenimiento por lo general requiere el equipo fuera de servicio que en ocasiones es costoso y requiere tiempo en recursos. Las técnicas de diagnóstico permiten probar los interruptores mientras estén en servicio. Por ejemplo, algunos dispositivos de prueba portátiles recogen señales comunes en los circuitos de control de interruptor a través de conexiones estándar en el cubículo de control. Los datos se recogen mientras el interruptor esté en servicio o en el instante en que se acciona de forma manual o de remota durante la prueba.

Manual a automático (online): Los desarrollos en los sistemas de adquisición de datos reducen la participación del personal en las actividades de mantenimiento, como ejemplo las descargas parciales en interruptores se pueden hacer sin indisponer el servicio y los datos pueden ser almacenados en un sistema de información (Meijer, Smit, Gulski, & Girodet, 2002). Otro ejemplo es el deterioro de los contactos de potencia relacionado con la corriente acumulada de cortocircuito, cuyo valor requiere el uso de equipos de registro transitorio conectados en línea, los cuales permiten registros oscilo-gráficos de las corrientes (Gale & Hensman, 1991).

Periódico al monitoreo continuo: El mantenimiento periódico requiere la realización de pruebas en las diferentes subestaciones por parte de personal técnico que en ocasiones considerando la distancia, el cual implica en ocasiones tiempos grandes en

desplazamientos. Con el desarrollo de los canales de comunicación como la fibra óptica o satelital, es posible llevar la información a centros de control para el procesamiento y análisis de la información.

Análisis limitado al diagnóstico avanzado: las decisiones de mantenimiento generalmente se basan en el conocimiento empírico del personal. Con la evolución de las técnicas de procesamiento y análisis de datos se ofrece una herramienta más precisa que ayuda a la toma decisiones. Antes para el análisis de la condición el personal de mantenimiento compara los datos de referencia, y realiza la evaluación sobre las diferencias encontradas. En la situación actual el procesamiento de señales, la utilización de sistemas expertos, redes neuronales entre otras, se utilizan en el análisis de los datos para la toma de decisiones (Kezunovic, Latisko, & Ved, 2005).

A continuación se clasifican los modos de falla y la forma como se realiza el monitoreo de la condición de acuerdo a la siguiente las siguientes posibilidades:

- Monitoreo periódico con el equipo fuera de servicio.
- Monitoreo periódico con el equipo en de servicio.
- Monitoreo continuo automático con el equipo en de servicio.

Para cada modo de falla se indica la forma como se realiza el monitoreo; para las variables que no puedan ser monitoreadas con el equipo en servicio y que requieren el equipo fuera de servicio es necesario identificar el intervalo óptimo de intervención. En la Tabla 5-1 se clasifican los modos de falla.

Para las pruebas se tomaron 62 interruptores instalados en el STN para los niveles de tensión 230kV, los modos de falla para estos equipos son consultados y clasificados para la familia de acuerdo con la información histórica registrada en el sistema de información del periodo 1999 al 2013. Los resultados se describen en la En la Tabla 5-2 se muestran los resultados de los históricos de fallas después de hacer la clasificación de los modos de falla descritos en el AMFE, y así determinar el número de veces que se presenta un modo de falla, en el intervalo de tiempo recolectado de 1999 a 2013. Después de realizar los cálculos de la tasa de falla λ se procede a encontrar la frecuencia óptima de intervención, ecuación (3.2), tiempos medio entre fallas, ecuación (2.10) y tiempo de reparación ecuación (2.11). Se observa que algunas actividades, es posible disminuir la

frecuencia, como lo es la revisión de Cámara/Conexiones defectuosas y Cámara/Contaminación de aislamiento, las cuales pasarían de realizarse cada 6 años a 12.9 años y de 6 años a 8.3; igualmente indica que es necesario en algunas frecuencias aumentarla como lo son las actividades relacionadas con Cámara/pérdida propiedad SF6, que debería pasar de 12 años a 6.6 años. Sin embargo las frecuencias propuestas requieren ser evaluadas con el personal experto para identificar las causas probables de las fallas, ya que es posible que con mejorar un conocimiento o entrenamiento de personal sean reducidos los modos de falla.

Tabla 5-2.

Los cálculos de confiabilidad, probabilidad y consecuencia se presentan La Tabla 5-3 indica el riesgo asociado a cada modo de falla presentado en el período, el cual a través de la ecuación (2-7) permita el cálculo de probabilidad de falla, asociado al comportamiento del equipo o el número de veces que se ha presentado en el intervalo de tiempo analizado. La consecuencia es valorada con el concepto de personal experto y calculada para cada modo de falla. Se calcula igualmente cuáles son los riesgos para cada modo de falla, es así que es posible determinar cuáles son más altos, como lo es pérdidas de propiedades del SF6.

Estos resultados permiten enfocar los recursos en aquellos modos de falla que tienen un riesgo mayor cada vez que ocurran; es decir, le permite al personal que evalúa definir las acciones con prioridad mayor sobre los equipos, y de esta forma definir si un riesgo es alto a partir de los siguientes rangos de valoración; estas escalas pueden ser ajustadas conforme se aplica la metodología:

NIVEL DE RIESGO	RANGO
1	R < 10
2	10 < R < 15
3	15 < R <20
4	20 < R < 25
5	R > 25

De acuerdo a los rangos anteriores se clasifican los modos de falla respectivos, descritos en la Tabla 5-3, de la siguiente forma:

Nivel 1: el modo de falla no tiene ningún efecto, no requiere análisis.

Nivel 2: el modo de falla requiere seguimiento y no presenta mayores efectos, el equipo sigue operando con posibilidad de atención con el mantenimiento periódico.

Nivel 3: el modo de falla está en seguimiento, se requiere realizar pruebas para verificar su condición.

Nivel 4: el modo de falla está presente y requiere atención fuera del plan periódico.

Nivel 5: el modo de falla está presente y requiere atención de forma inmediata.

Tabla 5-3 para cada modo de falla en un perdió de 6 años que corresponde a una frecuencia típica de mantenimiento para este tipo de interruptores.

Tabla 5-1: AMFE para interruptor de 230kV en SF6

	FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL	EFECTO DE LA FALLA FUNCIONAL / EFECTO DEL MODO DE FALLA	EFECTO	CLASIFICACION DEL MONITOREO
			SISTEMA DE EXTINCIÓN			
1	Conmutar la línea en condiciones normales de operación o de mantenimiento cada que se requiera. Desconectar el suministro de energía en caso de sobrecarga o cortocircuito en el sistema interconectado.					
		1.1	El interruptor no abre correctamente (Algunas fases o las tres fases, el tiempo de apertura esta por fuera de la especificación de funcionamiento)			
				Baja presión de aire por: Operación incorrecta de los presostato o tubo bourdon de control del motocompresor.	Alarma en sala de control y registro en SOE, no afecta la seguridad de las personas, ni el medio ambiente Indispone el interruptor, el servicio no se interrumpe se debe reemplazar la parte afectada demora 4 horas. (En caso de tubo roto y se cuenta conque existen repuestos y la falla es en hora de trabajo normal)	**Monitoreo periodico con el equipo fuera de servicio**
				Baja presión de aire por Operación incorrecta del control eléctrico del motor.	Alarma en sala de control y registro en SOE, no afecta la seguridad de las personas, ni el medio ambiente Indispone el interruptor, el servicio no se interrumpe se debe reemplazar la parte afectada demora 4 horas. (En caso de tubo roto y se cuenta conque existen repuestos y la falla es en hora de trabajo normal)	**Monitoreo periodico con el equipo fuera de servicio**
				Baja presión de aire por Desgaste normal por fatiga de componentes del compresor.	Alarma en sala de control y registro en SOE, no afecta la seguridad de las personas, ni el medio ambiente Indispone el interruptor, el servicio no se interrumpe se debe reemplazar la parte afectada demora 4 horas. (En caso de tubo roto y se cuenta conque existen repuestos y la falla es en hora de trabajo normal)	**Monitoreo periodico con el equipo fuera de servicio**
				Baja presión de gas SF6 por: Descalibración de manodensostatos.	Alarma en sala de control y registro en SOE, no afecta la seguridad de las personas, afecta el medio ambiente, Indispone el interruptor, el servicio no se interrumpe se debe reemplazar la parte afectada demora 5 horas. (Cambio de columna con repuesto en el sitio)	**Monitoreo periodico con el equipo fuera de servicio**
				Baja presión de gas SF6 por:Fugas de gas por empaquetaduras, juntas, porcelanas, tuberías válvulas, racores, válvula de seguridad.	Alarma en sala de control y registro en SOE, no afecta la seguridad de las personas, afecta el medio ambiente, Indispone el interruptor, el servicio no se interrumpe se debe reemplazar la parte afectada demora 5 horas. (Cambio de columna con repuesto en el sitio)	**Monitoreo periodico con el equipo fuera de servicio**
		1.2	No hay extinción de arco (Total o parcialmente)			
				Apertura lenta o no se hace completamente por: Desgaste excesivo y/o aflojamiento de componentes del mecanismo de accionamiento.	No se detecta en condiciones normales, afecta la seguridad de las personas, no afecta el medio ambiente, el servicio se interrumpe, cambiar la parte afectada demora 5 horas (Se supone que la cámara se ve afectada)	**Monitoreo continuo automático con el equipo en servicio.**
				Apertura lenta o no se hace completamente por: Baja tensión en la bobina de operación.	No se detecta en condiciones normales, afecta la seguridad de las personas, no afecta el medio ambiente, el servicio se interrumpe, cambiar la parte afectada demora 5 horas (Se supone que la cámara se ve afectada)	**Monitoreo continuo automático con el equipo en servicio.**

Continúa

	FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL	EFECTO DE LA FALLA FUNCIONAL / EFECTO DEL MODO DE FALLA	EFECTO	CLASIFICACION DEL MONITOREO
			SISTEMA DE EXTINCIÓN			
2	Permitir el paso de corriente nominal (Baja resistencia)					
		2.1	No permite el paso de corriente totalmente o lo permite con alta resistencia.			
				Alta resistencia en los contactos de las cámaras (Erosión de los contactos principales de las cámaras.) por: Mala distribución de tensión en los terminales del interruptor.	No se detecta en condiciones normales, puede afectar la seguridad de las personas, no afecta el medio ambiente, el servicio no se interrumpe, se debe cambiar la cámara el trabajo demora 20 horas	**Monitoreo continuo automático con el equipo en servicio.**
				Alta resistencia en los contactos de las cámaras (Erosión de los contactos principales de las cámaras.) por: Mala extinción de arco.	No se detecta en condiciones normales, puede afectar la seguridad de las personas, no afecta el medio ambiente, el servicio no se interrumpe, se debe cambiar la cámara el trabajo demora 20 horas	**Monitoreo continuo automático con el equipo en servicio.**
				Alta resistencia en los contactos de las cámaras (Erosión de los contactos principales de las cámaras.) por: Presión inadecuada, desajuste, en los dedos de contactos.(Fatiga)	No se detecta en condiciones normales, puede afectar la seguridad de las personas, no afecta el medio ambiente, el servicio no se interrumpe, se debe cambiar la cámara el trabajo demora 20 horas	**Monitoreo continuo automático con el equipo en servicio.**
				Alta resistencia en los contactos de las cámaras (Erosión de los contactos principales de las cámaras.) por: Contactos quemados y/o desgastados exceso de carbón. (por productos en descomposición de las operaciones)	No se detecta en condiciones normales, puede afectar la seguridad de las personas, no afecta el medio ambiente, el servicio no se interrumpe, se debe cambiar la cámara el trabajo demora 20 horas	**Monitoreo continuo automático con el equipo en servicio.**
				Alta resistencia en los contactos de las cámaras (Erosión de los contactos principales de las cámaras.) por: Desalineamiento y/o penetración inadecuada de contactos.	No se detecta en condiciones normales, puede afectar la seguridad de las personas, no afecta el medio ambiente, el servicio no se interrumpe, se debe cambiar la cámara el trabajo demora 20 horas	**Monitoreo continuo automático con el equipo en servicio.**
				Desconexión o alta resistencia de terminal de alta tensión por: esajuste de conector por Vibración, Exceso de esfuerzo mecánico, exceso de esfuerzo térmico. (Cambios bruscos de temperatura)	No se detecta no afecta la seguridad de las personas ni el medio ambiente se debe ajustar o cambiar el conector, el tiempo necesario es de 3 horas. (Si el terminal se desconecta no es falla oculta se presenta arco eléctrico, y el tiempo para corregir la falla es 3 horas)	**Monitoreo periodico con el equipo fuera de servicio**
3	Aislar el sistema de tierra y soportar sobretensiones hasta el BIL.					
		3.1	No aisla el sistema de tierra o no soporta sobretensiones hasta el BIL.			
				Perdida del aislamiento de las porcelana por: Contaminación del aislamiento externo de la porcelana.	Se detecta emisión de ruido y descarga visual, no afecta la seguridad de las personas, ni el medio ambiente, el servicio no se interrumpe, se debe limpiar la parte afectada, el trabajo demora 3 (limpieza) horas	**Monitoreo periodico con el equipo en servicio**
				Perdida del aislamiento de las porcelana por: Daños por sobresfuerzos mecánico, fisura-porosidades en las porcelanas (discos rotos o flameados).	Se detecta emisión de ruido y descarga visual, no afecta la seguridad de las personas, ni el medio ambiente, el servicio no se interrumpe, se debe limpiar la parte afectada, el trabajo demora 3 (limpieza) horas.	**Monitoreo periodico con el equipo en servicio**
				Perdida de las propiedades fisico-quimicas del gas aislante.(SF6)	Incapacidad de extinguir el arco con riesgo de explosión de la cámara, puede ocasionar daños a las personas. Afecta el medio ambiente por fuga del SF6.	**Monitoreo periodico con el equipo fuera de servicio**
				Baja presión de gas SF6	Se presenta alarma de baja presión en el sistema de supervisión, se requiere energizar el interruptor por bypass. El tiemo de corrección es de aproximadamete dos(2) días para el cambio.	**Monitoreo periodico con el equipo en servicio**
				Deterioro del eje de accionamiento y soportes aislantes por: Perdida de las propiedades fisicoquimicas (aislamiento) del material, por envejecimiento y/o ingreso de humedad.	No se detecta en condiciones normales, no afecta la seguridad de las personas, ni el medio ambiente Indispone el interruptor, el servicio no se interrumpe, se debe cambiar el eje de accionamiento el trabajo demora 20 horas.	**Monitoreo periodico con el equipo fuera de servicio**

Continúa

	FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL	EFECTO DE LA FALLA FUNCIONAL / EFECTO DEL MODO DE FALLA	EFECTO	CLASIFICACION DEL MONITOREO
			SISTEMA DE EXTINCIÓN			
4	Envío de señales de estado para protección y bloqueo de equipos asociados.					
		4.1	No envía señales o las envía en forma errónea.			
				Deterioro descalibración de instrumentos eléctricos (presostatos, manometro, manodensostato) por: Falla en los dispositivos de señalización y control (Contactores, pulsadores, breakers, fusibles, conexiones.) Por vibración, fatiga, sobre esfuerzos mecánicos.	No se detecta en condiciones normales, no afecta la seguridad de las personas, ni el medio ambiente, el servicio no se interrumpe, cambiar el dispositivo demora 4 horas (Se debe bajar presión totalmente si es para cambio)	**Monitoreo periodico con el equipo fuera de servicio**
				Deterioro descalibración de instrumentos eléctricos (presostatos, manometro, manodensostato) por: Ingreso de humedad en las cajas de conexión/conexiones de los dispositivos.	No se detecta en condiciones normales, no afecta la seguridad de las personas, ni el medio ambiente, el servicio no se interrumpe, cambiar el dispositivo demora 4 horas (Se debe bajar presión totalmente si es para cambio)	**Monitoreo periodico con el equipo fuera de servicio**
				Deterioro descalibración de instrumentos eléctricos (presostatos, manometro, manodensostato) por: Manodensostatos y presostatos no operan correctamente, hay descalibración por fatiga envejecimiento, vibración, corrosión.	No se detecta en condiciones normales, no afecta la seguridad de las personas, ni el medio ambiente, el servicio no se interrumpe, cambiar el dispositivo demora 4 horas (Se debe bajar presión totalmente si es para cambio)	**Monitoreo periodico con el equipo fuera de servicio**
				Deterioro y/o descalibración de contactos auxiliares.	No se detecta en condiciones normales, no afecta la seguridad de las personas, ni el medio ambiente, el servicio no se interrumpe, cambiar la parte afectada demora 10 horas. (cambio del bloque).	**Monitoreo periodico con el equipo fuera de servicio**
5	Preservar la seguridad de las personas, el medio ambiente y el equipo bajo condiciones normales y de falla.					
		5.1	No preservar la seguridad de las personas, el medio ambiente y el equipo bajo condiciones normales y de falla.			
				Alta resistencia de la conexión de puesta a tierra por: Conexión floja por dilatación térmica/vibración/Sobre esfuerzos mecánicos/sulfatación.	No se detecta en condiciones normales, SI afecta la seguridad de las personas, no afecta el medio ambiente, el servicio no se interrumpe, revisar las conexiones demora 1/2 hora.	**Monitoreo periodico con el equipo fuera de servicio**
				Deterioro del anclaje de interruptor por: Conexión floja por dilatación térmica/vibración/Sobre esfuerzos mecánicos/corrosión	No se detecta en condiciones normales, SI afecta la seguridad de las personas, no afecta el medio ambiente, el servicio no se interrumpe, revisar el anclaje demora 1 hora.	**Monitoreo periodico con el equipo en servicio**

Fin

En la Tabla 5-2 se muestran los resultados de los históricos de fallas después de hacer la clasificación de los modos de falla descritos en el AMFE, y así determinar el número de veces que se presenta un modo de falla, en el intervalo de tiempo recolectado de 1999 a 2013. Después de realizar los cálculos de la tasa de falla λ se procede a encontrar la frecuencia óptima de intervención, ecuación (3.2), tiempos medio entre fallas, ecuación (2.10) y tiempo de reparación ecuación (2.11). Se observa que algunas actividades, es posible disminuir la frecuencia, como lo es la revisión de Cámara/Conexiones defectuosas y Cámara/Contaminación de aislamiento, las cuales pasarían de realizarse cada 6 años a 12.9 años y de 6 años a 8.3; igualmente indica que es necesario en algunas frecuencias aumentarla como lo son las actividades relacionadas con Cámara/pérdida propiedad SF6, que debería pasar de 12 años a 6.6 años. Sin embargo las frecuencias propuestas requieren ser evaluadas con el personal experto para identificar las causas probables de las fallas, ya que es posible que con mejorar un conocimiento o entrenamiento de personal sean reducidos los modos de falla.

Tabla 5-2: Históricos de falla interruptores del período 1999 al 2013

Parte/Modo de Falla	# Fallas	TTOF	CMF	MTTF (años)	λ=1/MMTF	MTTR (Días)	MTTM (Años)	Frecuencia Optima
CÁMARA/CONEXIONES ALTA DEFECTUOSAS	33	459	2.A.3	13.9	0.0719	0.5	6	12.9
CÁMARA/CONTAMINACIÓN AISLAMIENTO	19	219	3.A.1	11.5	0.0868	1	6	8.3
CÁMARA/DETERIORO DE CONTACTOS	80	1174	2.A.1	14.7	0.0681	1	6	9.4
CÁMARA/FUGA POR DETERIORO EMPAQUES	125	1607	1.A.5	12.9	0.0778	3	18	8.8
CÁMARA/MALA EXTINCIÓN EL ARCO	5	46	2.A.2	9.2	0.1087	3	18	7.4
CÁMARA/PERDIDA PROPIEDADES SF6	17	184	3.A.2	10.8	0.0924	3	12	6.6
ELÉCTRICO/BAJA PRESIÓN DE SF6	6	109	3.A.3	18.2	0.0550	0.5	6	14.8
ELÉCTRICO/BAJA TENSIÓN EN LA BOBINAS	16	260	1.B.2	16.3	0.0615	0.5	6	14.0
ELÉCTRICO/DESCALIBRACIÓN CONTACTOS AUXILIARES	22	285	4.A.1	13.0	0.0772	0.5	6	12.5
ELÉCTRICO/DESCALIBRACIÓN DE INSTRUMENTOS	7	119	4.A.3	17.0	0.0588	0.5	6	14.3
ELÉCTRICO/DESCALIBRACIÓN POR HUMEDAD	4	21	4.A.2	5.3	0.1905	0.5	6	7.9
ELÉCTRICO/FALLA CONTROL	53	689	1.A.2	13.0	0.0769	1	6	8.8
ELÉCTRICO/MANODENSOSTATOS DESCALIBRADOS	9	91	1.A.4	10.1	0.0989	1	6	7.8
MECANISMO/APERTURA LENTA	36	610	1.B.1	16.9	0.0590	1	6	10.1
MECANISMO/DETERIOR ANCLAJE	6	114	5.A.2	19.0	0.0526	1	6	10.7
MECANISMO/DETERIORO PUESTA A TIERRA	14	194	5.A.1	13.9	0.0722	0.5	6	12.9
MECANISMO/FATIGA COMPRESOR	19	205	1.A.3	10.8	0.0927	0.5	6	11.4

TTOF: Tiempo total de ocurrencia de falla
MTTF: Tiempo medio para fallar
MTTR: Tiempo en reparar la falla
MTTN: Frecuencia de mantenimiento actual
λ: Tasa de fallas en el periodo
CMF: Código del Modo de Falla de acuerdo la indicado en la Tabla 5-1

La Tabla 5-3 indica el riesgo asociado a cada modo de falla presentado en el período, el cual a través de la ecuación (2-7) permita el cálculo de probabilidad de falla, asociado al comportamiento del equipo o el número de veces que se ha presentado en el intervalo de tiempo analizado. La consecuencia es valorada con el concepto de personal experto y calculada para cada modo de falla. Se calcula igualmente cuáles son los riesgos para cada modo de falla, es así que es posible determinar cuáles son más altos, como lo es pérdidas de propiedades del SF6.

Estos resultados permiten enfocar los recursos en aquellos modos de falla que tienen un riesgo mayor cada vez que ocurran; es decir, le permite al personal que evalúa definir las acciones con prioridad mayor sobre los equipos, y de esta forma definir si un riesgo es alto a partir de los siguientes rangos de valoración; estas escalas pueden ser ajustadas conforme se aplica la metodología:

NIVEL DE RIESGO	RANGO
1	R < 10
2	10 < R < 15
3	15 < R <20
4	20 < R < 25
5	R > 25

De acuerdo a los rangos anteriores se clasifican los modos de falla respectivos, descritos en la Tabla 5-3, de la siguiente forma:

Nivel 1: el modo de falla no tiene ningún efecto, no requiere análisis.

Nivel 2: el modo de falla requiere seguimiento y no presenta mayores efectos, el equipo sigue operando con posibilidad de atención con el mantenimiento periódico.

Nivel 3: el modo de falla está en seguimiento, se requiere realizar pruebas para verificar su condición.

Nivel 4: el modo de falla está presente y requiere atención fuera del plan periódico.

Nivel 5: el modo de falla está presente y requiere atención de forma inmediata.

Tabla 5-3: Valoración del riesgo

	Confiabildiad y Probabilidad		Consecuencias= Seguridad personas + Impacto ambiental + Duración reparación + Costo reparación.					Riesgo
Parte/Modo de Falla	R(MF) t=6A	P(MF) t=6A	SP	IA	DR	CR	Detección	
CÁMARA/CONEXIONES ALTA DEFECTUOSAS	0.65	0.35	13	0	5	5	2	16.1
CÁMARA/CONTAMINACIÓN AISLAMIENTO	0.59	0.41	0	0	5	5	2	8.1
CÁMARA/DETERIORO DE CONTACTOS	0.66	0.34	13	8	5	13	1	13.1
CÁMARA/FUGA POR DETERIORO EMPAQUES	0.63	0.37	11	8	5	13	2	27.6
CÁMARA/MALA EXTINCIÓN EL ARCO	0.52	0.48	13	8	5	13	1	18.7
CÁMARA/PERDIDA PROPIEDADES SF6	0.57	0.43	13	8	5	13	2	33.2
ELÉCTRICO/BAJA PRESIÓN DE SF6	0.72	0.28	0	8	5	5	1	5.1
ELÉCTRICO/BAJA TENSIÓN EN LA BOBINAS	0.69	0.31	0	0	5	5	1	3.1
ELÉCTRICO/DESCALIBRACIÓN CONTACTOS AUXILIARES	0.63	0.37	0	0	5	5	2	7.4
ELÉCTRICO/DESCALIBRACIÓN DE INSTRUMENTOS	0.70	0.30	0	0	5	5	2	5.9
ELÉCTRICO/DESCALIBRACIÓN POR HUMEDAD	0.32	0.68	0	0	5	5	2	13.6
ELÉCTRICO/FALLA CONTROL	0.63	0.37	0	0	5	5	2	7.4
ELÉCTRICO/MANODENSOSTATOS DESCALIBRADOS	0.55	0.45	0	0	5	5	2	9.0
MECANISMO/APERTURA LENTA	0.70	0.30	13	8	5	13	1	11.6
MECANISMO/DETERIOR ANCLAJE	0.73	0.27	0	0	5	8	2	7.0
MECANISMO/DETERIORO PUESTA A TIERRA	0.65	0.35	11	0	5	5	2	14.8
MECANISMO/FATIGA COMPRESOR	0.57	0.43	0	0	5	5	2	8.5

TTOF: Tiempo total de ocurrencia de falla
MTTF: Tiempo medio para fallar
MTTR: Tiempo en reparar la falla
MTTN: Frecuencia de mantenimiento actual
λ: Tasa de fallas en el periodo
CMF: Código del Modo de Falla de acuerdo la indicado en la Tabla 5-1

Para determinar la prioridad de un modo de fallo presentado es necesario evaluar la criticidad de la instalación donde se encuentra ubicado el equipo; en este sentido se proponen los siguientes datos: equipo interruptor asociado a una bahía de transformador con carga media, para el cual se plantea el siguiente caso con el fin de calcular la criticidad:

Remuneración del Activo: Valor A.

Criticidad de la subestación ICG: B

Uso de la capacidad instalada: el porcentaje de carga esta entre 50%-75%, se asocia B.

Tipo de activo: por ser bahía de transformador se asocia A.

Se asignan los siguientes pesos a la criticidad: **A=100%, B=75% y C=25%.**

La criticidad del equipo en cuestión, le corresponde un valor de: **0.89**, correspondiente a la clasificación A.

Para este valor de criticidad, se definen las prioridades de atención de los modos de falla descritos y aplicando los criterios de la matriz de priorización, Tabla 4-2 con los riesgos asociados a cada modo de falla dado en la Tabla 5-3; los resultado obtenidos se presentan en la Tabla 5-4.

Tabla 5-4: Priorización de los modos de falla

PARTE/MODO DE FALLA	CRITICIDAD	RIESGO	PRIORIDAD
CÁMARA/CONEXIONES ALTA DEFECTUOSAS	A	16.1	Mes
CÁMARA/CONTAMINACIÓN AISLAMIENTO	A	8.1	Año
CÁMARA/DETERIORO DE CONTACTOS	A	13.1	Semestre
CÁMARA/FUGA POR DETERIORO EMPAQUES	A	27.6	Semana
CÁMARA/MALA EXTINCIÓN EL ARCO	A	18.7	Mes
CÁMARA/PERDIDA PROPIEDADES SF6	A	33.2	Semana
ELÉCTRICO/BAJA PRESIÓN DE SF6	A	5.1	Año
ELÉCTRICO/BAJA TENSIÓN EN LA BOBINAS	A	3.1	Año
ELÉCTRICO/DESCALIBRACIÓN CONTACTOS AUXILIARES	A	7.4	Año
ELÉCTRICO/DESCALIBRACIÓN DE INSTRUMENTOS	A	5.9	Año
ELÉCTRICO/DESCALIBRACIÓN POR HUMEDAD	A	13.6	Semestre
ELÉCTRICO/FALLA CONTROL	A	7.4	Año
ELÉCTRICO/MANODENSOSTATOS DESCALIBRADOS	A	9.0	Año
MECANISMO/APERTURA LENTA	A	11.6	Semestre
MECANISMO/DETERIOR ANCLAJE	A	7.0	Año
MECANISMO/DETERIORO PUESTA A TIERRA	A	14.8	Semestre
MECANISMO/FATIGA COMPRESOR	A	8.5	Año

Se observa que en caso de presentarse la mayoría de los modos de falla es posible definir un tiempo para la acción correctiva, de forma tal que permita recuperar la condición y solo se tienen dos modos de falla con prioridad de semana, los cuales en caso de presentarse requieren su atención.

6 Conclusiones y recomendaciones

- En este trabajo se dio cumplimiento a los objetivos propuestos, a través de la utilización de las metodologías de RCM, CBM y riesgo. Como resultado se logra aplicarla en un equipo de relevancia para el sistema de transmisión y con posibilidad de extenderlo a los demás equipos, dado que las decisiones se inician con la elaboración del AMFE.

- Los cambios entregados por la metodología posibilita definir las frecuencias de mantenimiento a partir del análisis de riesgo y condición de los equipos a través de tecnologías, las cuales si aplican correctamente reducen de forma significativa el riesgo que se presentar ante un evento inesperado o que se incurran en sobrecostos por hacer tareas no requeridas.

- Con el mantenimiento centrado en confiabilidad se logra mejorar el conocimiento de los equipos y como estos pueden llegar a no cumplir la función deseada, sin embargo su aplicación exige gran recurso de horas hombre y su implementación puede ser dispendiosa; razón por la cual debe aplicarse solo a aquellos activos que son críticos para la operación del sistema o que causen grandes pérdidas operacionales.

- Los cálculos de confiabilidad y probabilidad de falla tienen grandes riesgos con la veracidad de la información histórica, ya que en ocasiones no se dispone de ella o los datos ingresados no cumplen con las características requeridas. En este sentido es importante entrenar al personal que realiza las pruebas y diligenciar la información en los sistemas respectivos. Para esto es necesario tener personal dedicado a revisar y aprobar la información, ya que se pueden tener gran cantidad de equipos con múltiples variables a controlar.

- Uno de los retos con el cálculo de las frecuencias optimas de intervención está relacionado con las diferentes frecuencias que pueden resultar, para evitar cada

modo de fallo, esto se convierte en una dificultad al momento de intervenir los equipos, dado que no se pueden indisponer todo el tiempo por el impacto que causa al sistema. En este sentido la metodología para determinar qué frecuencia prevalece sobre otra estaría dado por la valoración del análisis de riesgo, es decir la de mayor riesgo determina la frecuencia de intervención principal.

- El mantenimiento basado en condición introduce una optimización en la intervención de los equipos, ya que algunas actividades que se realizan para diagnosticarlos pueden ser sustituidas sin necesidad de indisponer los activos con las posibles consecuencias que esto trae para el sistema de transmisión. Por tal motivo es necesario continuar con la incorporación de estas metodologías.

- Para lograr ser más efectivos en la incorporación de la tecnologías del monitoreo en línea es necesario evaluar su integración con los demás sistemas de información como lo pueden ser los sistemas de gestión de la operación o los sistemas de información de mantenimiento, de tal forma que faciliten la toma de las decisiones al personal experto.

- Para aplicar el monitoreo a condición específicamente en interruptores o equipos de transformación se pueden utilizar tecnologías disponibles en las empresas, como lo son los sistemas de supervisión que registran tiempos del orden de milisegundos o los registradores de falla que permiten almacenar la oscilografía de los eventos. El reto importante para las compañías está en utilizar esta información de las áreas de operación en tiempo real para lograr los beneficios.

- El concepto de criticidad y riesgo cobra gran relevancia y sus valores pueden ser ajustados de acuerdo a las necesidades del negocio o la empresa, su aplicación cobra importancia desde el punto de vista que permite focalizar los recursos en los activos más críticos y no utilizarlo en aquellos que no tengan tanto impacto.

- Es de importancia tener una clara estrategia de información de confiabilidad. Dicha estrategia va más allá de la elaboración y aplicación de códigos de falla, la

estrategia no solo debe relacionar todo el proceso de mantenimiento, desde la planeación, ejecución y evaluación, sino que también debe incluir un entendimiento, teniendo en cuenta el contexto operacional, de lo que constituye una falla potencial y una falla funcional.

Bibliografía

ABB. (2004). Live Tank Circuit Breakers-Buyer´s Guide. *Vasa*. Retrieved from http://medcontent.metapress.com/index/A65RM03P4874243N.pdf

Abbasi, E. (2009). Risk based maintenance optimization of overhead distribution networks utilizing priority based dynamic programming. *Power & Energy …*, 1–11.

Amari, S., & McLaughlin, L. (2004). Optimal design of a condition-based maintenance model. *Reliability and Maintainability, 2004 …*, 528–533.

American Bureau of Shipping. (2004). *Reliability-centered maintenance*. (American Bureau of Shipping, Ed.) (p. 156). Houston, TX 77060 USA.

ANSI/IEEE-C37.010. An American National Standard IEEE Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Bass (1979).

Augenbroe, G., & Park, C. (2002). *Towards a Maintenance Performance Toolkit for GSA Draft report for distribution in GSA only* (pp. 1–12).

Boggs, S., & Schramm, H. (1990). Current interruption and switching in sulphur hexafluoride. *Electrical Insulation Magazine, IEEE*, (February), 12–17.

Brauer, D. C., & Brauer, G. D. (1987). Reliability-Centered Maintenance. *IEEE Transactions on Reliability*, *R-36*(1), 17–24.

C37.10.1, I. S. (2000). IEEE Std C37.10.1 Guide for the Selection of Monitoring for Circuit Breakers. IEEE Power Engineering Society.

Choonhapran, P. (2008). Applications of high voltage circuit-breakers and development of aging models.

Dhillon, B. S. (2002). *ENGINEERING MAINTENANCE*. (CRC Press LLC, Ed.) (p. 222). Washington, D.C.

Endrenyi, J., & Aboresheid, S. (2001). The present status of maintenance strategies and the impact of maintenance on reliability. *Power Systems, …*, *16*(4), 638–646.

Endrenyi, J., & Anders, G. (2006). Aging, maintenance, and reliability-approaches to preserving equipment health and extending equipment life. *Power and Energy Magazine, IEEE*, (june 2006), 59–67.

Frimpong, G., & Taylor, T. (2003). Developing an effective condition based maintenance program for substation equipment. *Rural Electric Power Conference, 2003*.

Gale, P., & Hensman, G. (1991). Extending SCADA systems to provide cost effective distribution switchgear condition monitoring. … *System Monitoring and Control, 1991. …*, 34–37.

González-Quijano, J. G. (2004). *Mejora en la confiabiliad operacional de las plantas de generación de energía eléctrica: desarrollo de una metodología de gestión de mantenimiento basada en el riesgo (RBM). Tesis de Master*.

Hoskins, R. P., Strbac, G., & Brint, A. T. (1999). Modelling the degradation of condition indices. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, *146*(4), 386.

International, G., Project, G., Issues, A. C., Limits, B. L. E., & Ewins, P. (2000). HOW TO LIMIT HFC / PFC / SF6 EMISSIONS ? Eliminate Them A Greenpeace Position Paper, 1–21.

Kezunovic, M., Latisko, G., & Ved, N. (2005). Real-time monitoring and assessment of circuit breaker operations for diagnostics and control applications. *EPRI Substation Equipment Diagnostics.*

Khan, F. I., & Abbasi, S. A. (2000). Analytical simulation and PROFAT II: a new methodology and a computer automated tool for fault tree analysis in chemical process industries. *Journal of Hazardous Materials*, *75*(1), 1–27.

Khan, F. I., & Haddara, M. M. (2003). Risk-based maintenance (RBM): a quantitative approach for maintenance/inspection scheduling and planning. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, *16*(6), 561–573.

Krishnasamy, L., Khan, F., & Haddara, M. (2005). Development of a risk-based maintenance (RBM) strategy for a power-generating plant, *18*, 69–81.

Liu, X., Li, J., Al-Khalifa, K., Hamouda, A. M., Coit, D. W., & Elsayed, E. a. (2012). A framework for condition-based maintenance scheduling. *2012 Proceedings Annual Reliability and Maintainability Symposium*, (1), 1–3.

Meijer, S., Smit, J. J., Gulski, E., & Girodet, A. (2002). Partial discharge early warning system in gas-insulated switchgear. *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, *2*, 931–936.

Moon, J., Yoon, Y., & Lee, S. (2006). Reliability-centered maintenance model to managing power distribution system equipment. *Power Engineering …*, 1–6.

Moubray, J. (2001). *Reliability Centered Maintenance-II.pdf*. British Library.

N.Cotaina, J. C. (2000). *STUDY OF EXISTING RELIABILITY CENTERED MAINTENANCE (RCM)*. (U. de Madrid, Ed.) (pp. 1–97). Madrid: Project partially supported by the RAIL IST Project.

Natti, S., & Kezunovic, M. (2008). A Risk-based Decision Approach for Maintenance Scheduling Strategies for Transmission System Equipment *to Power Systems, 2008. PMAPS'08.*

Niu, G., Yang, B.-S., & Pecht, M. (2010). Development of an optimized condition-based maintenance system by data fusion and reliability-centered maintenance. *Reliability Engineering & System Safety*, *95*(7), 786–796.

On, F. report by the I. T. F., & Reliability, I. of M. S. on. (1999). IMPACT OF MAINTENANCE STRATEGY. *IEEE/PES Task Force*, (July), 1–35.

Report, F. P. (1996). Automated Integration of Condition Monitoring with an Optimized Maintenance Scheduler for Circuit Breakers and Power Transformers. *Ower Systems Engineering Research Center*.

SAE-JA1012, P. S. V. A. R. (2002). A Guide to the Reliability-Centered Maintenance (RCM) Standard JA1012.

Vatn, M. R. and J. (2008). Reliability-centered maintenance. In P. H. Pham & D. of I. Engineering (Eds.), *Complex System Maintenance Handbook* (pp. 79–108). The State University of New Jersey.

Vaurio, J. K. (1995). Optimization of test and maintenance intervals based on risk and cost. *Reliability Engineering & System Safety*, *49*(1), 23–36.

Velásquez, J., & Villafáfila, R. (2007). Development and implementation of a condition monitoring system in a substation. *9th International Conference. Electrical Power Quality and Utilization. Barcelona, 9-11 October 2007*

Vesely, W. E., Belhadj, M., & Rezos, J. T. (1994). PRA importance measures for maintenance prioritization applications. *Reliability Engineering & System Safety*, *43*(3), 307–318.

Wang, L., Zheng, E., Li, Y., Wang, B., & Wu, J. (2009). Maintenance optimization of generating equipment based on a condition-based maintenance policy for multi-unit systems. *2009 Chinese Control and Decision Conference*, 2440–2445.