

**METODOLOGIA DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD
PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE ALTA Y MEDIA TENSION
INSTALADOS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE CODENSA S.A.
ESP.**

**DUBAN CUSGUEN ESPINOSA
JAVIER GARCIA ARDILA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECANICAS
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2009**

**METODOLOGIA DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD
PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE ALTA Y MEDIA TENSION
INSTALADOS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE CODENSA S.A.
ESP.**

**DUBAN CUSGUEN ESPINOSA
JAVIER GARCIA ARDILA**

**Monografía de grado presentada como requisito para optar el título de
Especialista en Gerencia de Mantenimiento**

**Director:
CARLOS ALBERTO JOYA CRUZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECANICAS
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2009**

A quienes, durante el transcurso y en cada etapa de mi vida me han apoyado en el logro de mis objetivos, a mis padres, esposa e hijos.

A aquellos, que siempre han sido incondicionales que siempre han estado en los buenos y los malos momentos, a mis padres, hermano y compañera.

CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCION.....	1
1.1 ORIGEN Y RESEÑA HISTORICA DE LA COMPAÑÍA.....	3
1.2 MISION Y VISION.....	3
1.2.1 Mision	3
1.2.2 Vision.....	3
1.3 VALORES CORPORATIVOS	4
1.4 SISTEMAS DE GESTIÓN.....	5
1.5 DESCRIPCION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ALTA TENSION EN CODENSA SA ESP	6
2 SUBESTACION DE ALTA TENSION	8
2.1 EQUIPOS DE ALTA TENSION.....	9
2.1.1 Transformadores de potencia.....	11
2.1.2 Interruptores de Potencia	14
2.1.3 Transformadores de corriente	15
2.1.4 Transformadores de Potencial	16
2.1.5 Seccionadores.....	16
2.1.6 Pararrayos.....	17
3. ORGANIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO	19
3.1 ORGANIGRAMA DEL DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO	19
3.2 MANTENIMIENTO PREDICTIVO.....	19
3.3 MANTENIMIENTO PREVENTIVO.....	20
3.4 MANTENIMIENTO CORRECTIVO	25
3.5 INDICADORES DE CALIDAD.....	26
3.6 ANALISIS DE HISTORICOS DE FALLAS EN EQUIPOS	28
3.7 CONTEXTO DEL PROBLEMA	30
4. MANTENIMIENTO.....	32
4.1 EVOLUCION DEL MANTENIMIENTO.....	32
4.1.1 La Primera Generación	34
4.1.2 La Segunda Generación.....	34
4.1.3 La Tercera Generación.....	36
4.1.4 Gestión de Mantenimiento.....	43
4.2 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD	44
4.2.1 DEFINICION	44
4.2.2 OBJETIVOS DE UN PROGRAMA DE MANTENIMIENTO.....	46
4.2.3 OBJETIVO DE LA METODOLOGIA BASADA EN RCM.....	47
4.2.4 CONTEXTO OPERACIONAL	48
4.2.5 RCM: LAS SIETE PREGUNTAS BASICAS	51

4.2.6 FUNCIONES Y PARAMETROS DE LOS ACTIVOS	51
4.2.7 FALLAS FUNCIONALES	53
4.2.8 MODOS DE FALLA	54
4.2.9 EFECTOS DE LAS FALLAS.....	55
4.2.10 CONSECUENCIAS DE LAS FALLAS.....	55
4.2.11 TAREAS PROACTIVAS	58
4.2.12 ACCIONES A FALTA DE :	64
4.2.13 EL PROCESO DE SELECCIÓN DE TAREAS DE RCM	64
5. MEDICION COSTO – BENEFICIO DE LA IMPLEMENTACION DE RCM2 .	67
5.1 MEDICIÓN DE MEJORAS EN EL MANTENIMIENTO	67
5.2 MANTENIMIENTO COMO CENTRO DE LUCRO	69
6.0 APLICACIÓN PROCESO DE RCM	75
6.1 PLANEAMIENTO.....	75
6.2 GRUPOS DE REVISION	82
6.3 FACILITADORES	87
6.4 RCM PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	91
7.0 CONCLUSIONES	95
BIBLIOGRAFIA.....	96
ANEXOS	

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1. Eslogan y Logo de CODENSA	4
Figura 2. Sistemas de Gestión Certificados	6
Figura 3. Proceso de Generación, Transmisión y Distribución Energía Eléctrica	8
Figura 4. Representación de una Subestación Eléctrica	9
Figura 5. Diagrama Unifilar de una Subestación Típica de Alta Tensión	10
Figura 6. Partes de un Transformador de Potencia	12
Figura 7. Diagrama de flujo del Mantenimiento Preventivo.....	23
Figura 8. Muestra la evolución de las expectativas de mantenimiento.	36
Figura 9. Cambios en los conceptos sobre fallas de los equipos.....	39
Figura 10. Cambios en las técnicas de Mantenimiento.....	41
Figura 11 . Factores a ser considerados dentro del Contexto Operacional	50
Figura 12 . Falla a intervalos regulares	58
Figura 13. Probabilidad condicional de la falla con relación a la edad.....	59
Figura 14. Intervalo P-F	63
Figura 15. Grupo Típico de Revisión RCM	82
Figura 16. Habilidades que debe poseer un Facilitador.....	88
Figura 17. Sistemas de Monitoreo y Diagnóstico de Transformadores.....	94

LISTA DE TABLAS

Pag.

Tabla 1 . Sistema de Distribucion de Alta Tension.....	6
Tabla 2 . Indicadores de Calidad	26
Tabla 3 . Datos Historicos de Fallas de Equipos.....	29

ANEXOS

ANEXO A. TÉCNICA PREDICTIVA DE ULTRAVIOLETA	98
ANEXO B .TÉCNICA PREDICTIVA DE ULTRASONIDO	102
ANEXO C . HOJA DE INFORMACION TRANSFORMADOR DE POTENCIA	109
ANEXO D . HOJA DE DECISION TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	110

RESUMEN

TITULO : METODOLOGIA DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE ALTA Y MEDIA TENSION INSTALADOS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE CODENSA S.A. ESP. *

AUTORES : DUBAN CUSGUEN ESPINOSA
JAVIER GARCIA ARDILA**

PALABRAS CLAVES : Mantenimiento , Centrado , Confiabilidad , Transformadores, Alta , Media , Tensión .

CONTENIDO: La metodología del mantenimiento centrado en confiabilidad para transformadores de potencia instalados en el sistema de distribución de CODENSA ESP S.A tiene como objetivo alcanzar las metas de disponibilidad y confiabilidad propuestos para estos equipos cumpliendo con la Reglamentación establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, con el fin de conseguir los ingresos y ganancias que los accionistas de Codensa esperan recibir.

El presente manuscrito expone en primera instancia el origen de CODENSA ESP S.A, su misión, visión, valores corporativos y sistemas de gestión implementados para el control de calidad de los procesos. A continuación se describe de manera breve como se encuentra constituido el sistema de alta tensión de codensa.

En seguida se relacionan los equipos que forman parte de una subestación eléctrica, la función de cada uno y las diferentes clasificaciones que pueden tener de acuerdo a: su construcción, su diseño, la utilización que se le de al activo y otras. Posteriormente se describe la organización actual del mantenimiento de equipos del sistema de alta tensión, las estrategias, el recurso humano involucrado, los indicadores que caracterizan el proceso y se realiza un análisis histórico de fallas en equipos para determinar sobre cual de ellos se concentrara el análisis RCM.

Seguidamente se prosigue con la evolución y etapas del mantenimiento y se hace énfasis en el mantenimiento centrado en confiabilidad – RCM, las preguntas básicas, el contexto operacional, y los grupos de análisis.

Por último, se analiza la estrategia para desarrollar el mantenimiento centrado en confiabilidad en los transformadores de potencia estableciendo el contexto operacional, basados en la información recogida en las hojas de información, en las hojas de decisión y analizada por el grupo de análisis de RCM, con el fin de implementar las acciones a seguir.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas .Especialización en Gerencia de Mantenimiento,
Director : Carlos Alberto Joya Cruz

SUMMARY

TITLE : METHODOLOGY OF RELIABILITY CENTERED MAINTENANCE FOR HIGH AND MEDIUM VOLTAGE TRANSFORMERS INSTALLED IN THE SYSTEM OF DISTRIBUTION OF CODENSA S.A. ESP. *

AUTHORS: DUBAN CUSGUEN ESPINOSA
JAVIER GARCIA ARDILA**

KEY WORDS: Maintenance, Centered, Reliability, Transformers, High, Medium, Voltage.

CONTENT: The methodology of Reliability Centered Maintenance applied to power transformers installed in the system of distribution of CODENSA ESP S.A. must as objective reach the goals of proposed availability and reliability after these equipment fulfilling with the Regulation established by the Commission of Regulation of Energy and Gas, with the purpose of obtaining to the income and gains that the Codensa shareholders hope to receive.

The present written by hand it exposes in first instance the CODENSA origin, their mission, vision, corporative values and implemented systems of management for the control of quality of the processes. Next it is described of brief way as one is constituted the system of high voltage .

Immediately the equipment that comprise of an electrical substation, the function of each one and the different classifications are related that can have according to: its construction, its design, the use that him of a the assets and others. Later the present organization of the maintenance of equipment of the system of high voltage, the strategies, the involved human resource is described, the indicators that characterize the process and a historic analisis of faults is made in equipment to determine on as of them analisis RCM was concentrated.

Next it is continued with the evolution and stages of the maintenance and emphasize in the reliability centered maintenance RCM –, the basic questions, the operational context and the analisis groups .

Finally, it analyzes the strategy to develop the Reliability Centered Maintenance in power transformers establishing the operational context, based on collected in the leaves of information, the leaves of decision and analyzed by the analisis groups of RCM, with the purpose of implementing the actions to follow.

*Monograh

**School of Mechanical Engineering .Maintenance Management Specialization
Director : Carlos Alberto Joya Cruz

INTRODUCCION

En recientes años, el sector eléctrico colombiano ha encarado un proceso de cambio de profundas repercusiones tanto en el aspecto técnico como económico de los sistemas de potencia.

Con la introducción de la competencia en el sector eléctrico, todas las compañías del sector tienen un interés en mejorar la productividad y eficiencia de cada una de sus áreas y por tanto, deben utilizar herramientas modernas que les permitan analizar el sistema actual, evaluar herramientas para la toma de decisiones, definir criterios para emprender los programas de expansión necesarios para atender la demanda y ofrecer un mejor servicio a sus clientes.

Uno de los aspectos más importante es el relacionado con el mantenimiento de sus activos, de donde nace la necesidad de que los mismos sean manejados con mayor análisis.

Es por eso que los profesionales envueltos en las áreas operativas de CODENSA S.A. ESP desean por razones obvias que sus activos se encuentren en estado de disponibilidad durante tanto tiempo como sea posible, con tiempos medios entre fallas prolongados y Mantenimientos que garanticen la operatividad del sistema y la calidad del servicio prestado a sus clientes.

No debe dejarse de lado la entrada en vigencia de la Resolución CREG 097 de 2008 , la cual que aprobaría los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Ante este panorama , y con el fin de lograr la disponibilidad de los Equipos , tener bajos índices de falla y tiempos de mantenimiento reducidos se propone

el avance hacia una nueva metodología de mantenimiento : el RCM – Mantenimiento Centrado en confiabilidad .

Hasta este momento las estrategias de mantenimiento que se desarrollan para los Equipos instalados en las subestaciones de Alta Tensión incluyen el mantenimiento preventivo y el correctivo (atención de fallas y emergencias)

El mantenimiento preventivo se desarrolla por tiempo , según la tecnología del Equipo , lo cual muchas veces provoca que el equipo falle en un tiempo relativamente corto después de realizado el mantenimiento, debido a que no se tiene en cuenta el verdadero estado de los repuestos y piezas con mayor grado de desgaste.

El mantenimiento correctivo se enfoca en la atención de fallas y eventos sobre los Equipos, y generalmente involucra tiempos de atención prolongados por que el contratista de mantenimiento no posee la logística adecuada , ni los equipos disponibles para atención de eventos mayores , lo que incide directamente en la calidad del servicio de energía que se les presta a nuestros clientes .

Es por esta razón que se propone ir un paso mas adelante en estas estrategias de mantenimiento y revisar las pautas que ofrece el Mantenimiento Centrado en Confiabilidad , siendo primordial para el logro del objetivo el mejoramiento continuo de los procesos al interior de la organización .

1.1 ORIGEN Y RESEÑA HISTORICA DE LA COMPAÑÍA

Codensa se creó el 23 de octubre de 1997 como resultado de la capitalización de la entonces Empresa de Energía de Bogotá.

La Empresa de Energía de Bogotá atravesaba por importantes dificultades financieras y la solución planteada por el gobierno nacional apuntó a la necesidad de inyectar nuevos capitales privados nacionales o extranjeros, y a refinanciar deudas con créditos a mayores plazos. En este punto fue que entró Endesa España a través del Grupo Enersis de Chile con el objetivo de invertir en Colombia.

Una particularidad del proceso de capitalización de la Empresa de Energía de Bogotá la constituyó el hecho de que el negocio energético se dividió en tres partes: generación, transmisión y distribución: EMGESA que asumió el negocio de generación, CODENSA la comercialización y distribución y la EEB la transmisión a niveles de 230 y 500 kV.

1.2 MISION Y VISION

1.2.1 Misión :

"Ofrecer un servicio de energía que exceda las expectativas de nuestros clientes, contando con un excelente equipo humano, motivado y comprometido y optimizando el uso de los recursos".

1.2.2 Visión :

"Ser la empresa de energía líder de Colombia en la cual un inversionista que desee invertir lo quiera hacer en CODENSA, en la cual un usuario de energía

quiera ser nuestro cliente y en la cual un trabajador quiera ser nuestro empleado".

El eslogan y logo de la compañía se relacionan a continuación:

Figura 1. Eslogan y Logo de CODENSA



1.3 VALORES CORPORATIVOS

➤ **Desarrollo de personas:**

Aseguramos las oportunidades de desarrollo en base al mérito y a la aportación profesional.

➤ **Trabajo en equipo:**

Fomentamos la participación de todos para lograr un objetivo común, compartiendo la información y los conocimientos.

➤ **Conducta ética:**

Actuamos con profesionalismo, integridad moral, lealtad y respeto a las personas .

➤ **Orientación al cliente:**

Centramos nuestro esfuerzo en la satisfacción del cliente, aportando soluciones competitivas y de calidad.

➤ **Innovación:**

Promovemos la mejora continua y la innovación para alcanzar la máxima calidad desde criterios de rentabilidad.

➤ **Orientación a resultados:**

Dirigimos nuestras actuaciones hacia la consecución de los objetivos del proyecto empresarial y de la rentabilidad para nuestros accionistas, tratando de superar sus expectativas.

➤ **Comunidad y el Medio Ambiente:**

Nos comprometemos social y culturalmente con la comunidad.

Adaptamos nuestras estrategias empresariales a la preservación del Medio Ambiente.

1.4 SISTEMAS DE GESTIÓN

Con el objetivo de establecer estándares de calidad en los procesos considerados como críticos dentro de la Empresa estos han sufrido un proceso hasta lograr su certificación .

A continuación se relacionan los sistemas de Gestión que se encuentran certificados :

Figura 2. Sistemas de Gestión Certificados



1.5 DESCRIPCION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ALTA TENSION EN CODENSA SA ESP

El sistema de Distribución de Alta y Media Tensión comprende las subestaciones eléctricas y las líneas de transmisión que permiten la interconexión entre las subestaciones desde niveles desde 34.5 Kv hasta 500 Kv distribuidos así:

Tabla 1 . Sistema de Distribucion de Alta Tension

Componente	Unidad	Cantidad
Línea Aérea de Transmisión	Km.	1226,570
Transformadores de Potencia AT/AT	Unidades	206
	MVA	7.460
Transformadores de Distribución MT/MT	Unidades	86
	MVA	294

Con el fin de garantizar la confiabilidad y estabilidad requerida el Sistema de 115 kV, se encuentra enmallado (a cada subestación llega mas de una línea de transmisión de tal manera que ante la falla de cualquiera de las líneas la otras continúan suministrando el servicio) .

Otra de las características que vale la pena destacar es que las subestaciones se encuentran telecontroladas desde centro de control . por lo que el personal de operación no permanece en las subestaciones .

Existe un monitoreo permanente de las señales y alarmas de cada subestación por parte de los ingenieros que laboran en el centro de control , y ante cualquier anomalía o falla presentada en alguno de los equipos instalados en las subestaciones la atención primaria la prestan los móviles de operación , los cuales se comunican con el ingeniero de mantenimiento responsable de cada subestación para tomar las medidas del caso.

2 SUBESTACION DE ALTA TENSION

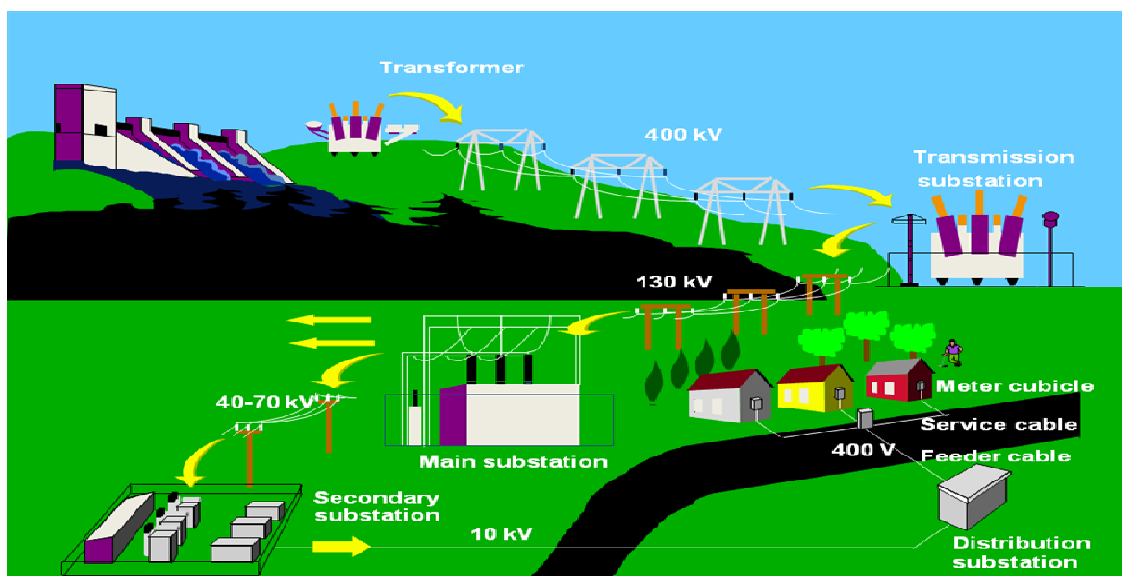
Una subestación eléctrica es el conjunto de elementos o dispositivos que permiten cambiar las características del servicio de energía (voltaje , corriente , frecuencia) o conservarlos dentro de ciertos parámetros.

Por razones técnicas los voltajes de generación en las centrales son relativamente bajos comparados con los voltajes de transmisión , con el fin de evitar la caída de voltaje al ser transportada la energía a grandes distancias .

Se presenta entonces la necesidad de transmitir la Energía a voltajes más elevados que resulten más económicos.

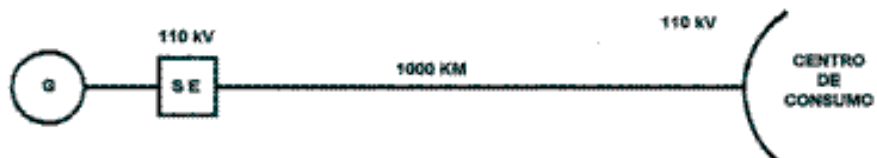
Si se fuera a alimentar un centro de consumo que se encuentra a una distancia de 1000 Km. de la central generadora , cuyo voltaje de generación fuera de 13.8 kV , sería necesario elevar este voltaje a uno de transmisión normalizado que podría ser 115 kV . Para tal efecto se utilizaría una Subestación Eléctrica.

Figura 3. Proceso de Generación, transmisión y Distribución Energía Eléctrica



La representación de una subestación Eléctrica se relaciona a continuación:

Figura 4. Representación de una Subestación Eléctrica



Los elementos que conforman una subestación se pueden clasificar en principales y secundarios.

2.1 EQUIPOS DE ALTA TENSION

Elementos Principales o Primarios

- Transformador de potencia
- Interruptor
- Seccionador
- Transformadores de Corriente
- Transformadores de Potencial
- Pararrayos

Elementos Secundarios

- Cables de potencia
- Cables de Control
- Alumbrado
- Sistema de Alarmas Contra incendio
- Herrajes

2.1.1 Transformadores de potencia

El transformador de potencia es una máquina, en la que mediante la inducción electromagnética se transforman tensiones y corrientes eléctricas alternas o pulsantes entre dos o más devanados a la misma frecuencia y usualmente a valores diferentes de tensión y corriente.

La identificación básica de un transformador está constituida por su potencia nominal, la tensión primaria que es la que se aplica al transformador, la tensión secundaria, que es la obtenida en los bornes de salida y el grupo de conexión.

Un transformador es un dispositivo que:

1. Transfiere energía eléctrica de un circuito a otro manteniendo constante la frecuencia.
2. Su principio de funcionamiento es la inducción electromagnética
3. Posee circuitos eléctricos acoplados magnéticamente y aislados eléctricamente.

Para compensar las variaciones de tensión de la red a los transformadores se les instalan cambiadores de derivaciones colocados normalmente en el devanado de alta tensión.

A través de este mecanismo se permite la variación de la relación de transformación bajo carga en transformadores sumergidos en aceite. Trabaja como conmutador selector, combinado las características de un ruptor y un selector .

El cambiador de tomas bajo carga permite el cambio de la relación de transformación del transformador ya sea sumando o restando vueltas del devanado primario o secundario .

Para permitir el cambio de la relación el transformador es diseñado con un devanado de regulación , el cual es conectado a los terminales del cambiador de tomas bajo carga .

En la figura 6 se observan las partes que componen un Transformador de Potencia .

Figura 6. Partes de un Transformador de Potencia

Partes de un Transformador

1. Núcleo
Core
2. Devanados BT
LV Windings
3. Devanados AT
HV Windings
4. Bobinados de regulación
Regulation coils
5. Conductores
Connection Conductors
6. Aisladores para tapas de BT
LV Bushings
7. Aisladores para tapas de AT
HV Bushings
8. Vigas de prensado del Núcleo
Core pressing beams
9. Cambiador de derivaciones bajo carga
On load tap changer
10. Accionamiento motorizado
Motor drive
11. Tanque
Tank
12. Tanque de expansión
Conservator Tank
13. Radiadores
Radiators
14. Accesorios
Accessories



Fotografía: Cortesía Siemens

Clasificación de los transformadores:

1. Por la forma de su núcleo se dividen en :

- Tipo columnas
- Tipo acorazado
- Tipo envolvente
- Tipo radial

2. Por el número de fases :

- Monofásico
- Trifásico

3. Por el medio refrigerante :

- Aire
- Aceite
- Líquido

4. Por el tipo de enfriamiento :

- Enfriamiento OA
- Enfriamiento OW
- Enfriamiento OA/AF

5. Por la regulación :

- Regulación Fija
- Regulación Variable con Carga
- Regulación Variable sin Carga

2.1.2 Interruptores de Potencia¹

Los interruptores son dispositivos mecánicos capaces de conducir , interrumpir y establecer corrientes en condiciones normales , siendo su función básica conectar o desconectar de un sistema o circuito energizado líneas transmisión , transformadores , barrajes .

La clasificación de los interruptores es la siguiente :

1. Según el diseño externo :

- Interruptor de Tanque vivo
- ✓Interruptor de tanque muerto

2. Según el medio de interrupción, se tienen principalmente :

- Interruptores de Aceite
- Interruptores en SF6
- Interruptores en vacío

¹ MEJIA VILLEGAS S.A. Ingenieros Consultores. Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. p.236

2.1.3 Transformadores de corriente²

Los Transformadores de Corriente son utilizados para efectuar las mediciones de corriente en sistemas eléctricos.

Tiene su devanado primario conectado en serie con el circuito de Alta Tensión.

La impedancia del Transformador de corriente, vista desde el lado del devanado primario, es despreciable comparada con la del sistema en el cual se encuentra instalado, aun si se tiene en cuenta la carga que se conecta en su secundario.

De esta forma la corriente que circulara en el primario de los transformadores de corriente estará determinada por el circuito de potencia.

Clasificación de los transformadores de corriente

1. Según su construcción eléctrica :

- Con varios núcleos
- Secundario de relación múltiple o multi-relación

2. Según su utilización :

- Transformadores de corriente para medida
- Transformadores de corriente para protección

² MEJIA VILLEGAS S.A. Ingenieros Consultores. Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. p.278

2.1.4 Transformadores de Potencial³

En los sistemas con tensiones superiores a los 600 voltios las mediciones de tensión no son hechas directamente en la red primaria sino a través de equipos denominados transformadores de tensión, lo cuales tienen como objetivo:

1. Aislar el circuito de Baja Tensión (secundario) del de Alta Tensión (primario)
2. Procurar que los efectos transitorios y de régimen permanente aplicado al circuito de Alta tensión sea reproducidos lo más fielmente posible en el circuito de baja tensión.

Se pueden clasificar en:

- Transformadores Inductivos
- Divisores capacitivos
- Divisores Resistivos
- Divisores Mixtos

2.1.5 Seccionadores⁴

Los seccionadores pueden desempeñar en las redes eléctricas diferentes funciones, siendo la más común la de seccionamiento de circuitos por necesidad de operación o la necesidad de aislar componentes del sistema (equipos o líneas) para realizar su mantenimiento.

³ MEJIA VILLEGAS S.A. Ingenieros Consultores. Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. p.267

⁴ MEJIA VILLEGAS S.A. Ingenieros Consultores. Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión.p. 256

En este último caso los seccionadores abiertos que aíslan componentes en mantenimiento deben tener una resistencia entre terminales a los esfuerzos dieléctricos en tal forma que el personal de campo pueda ejecutar el servicio de mantenimiento en condiciones adecuadas de seguridad.

El seccionamiento provee de un corte visible para atender las actividades de mantenimiento de los Equipos de la subestación.

2.1.6 Pararrayos⁵

Los pararrayos son los elementos de protección de los Equipos de las subestaciones contra sobretensiones.

Inicialmente se fabricaban con descargadores y resistencias no lineales de carburo de silicio (SiC), pero fueron desplazados por pararrayos construidos con resistencias no lineales de óxido de Zinc (ZnO). Actualmente se utilizan Pararrayos Poliméricos de menor tamaño y peso , lo que los hace y fáciles de instalar.

El pararrayos convencional consiste en uno o varios descargadores conectados en serie con uno o más resistores no lineales . Estos elementos están encerrados en una capsula que los protege del medio ambiente .

El propósito del descargador es producir la ignición cuando se excede un valor de tensión determinado, descargar el arco sobre la resistencia de descarga y después de la operación de descarga interrumpir la corriente residual que resulte de la tensión del sistema .

⁵ MEJIA VILLEGAS S.A. Ingenieros Consultores. Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión.p. 310

El resistor del pararrayos tiene una característica tensión-corriente no lineal y actúa como una baja resistencia al flujo de las altas corrientes de descarga, limitando de esa manera la tensión a través del pararrayos, y como una alta resistencia a las corrientes normales que corresponden a la tensión de frecuencia industrial del sistema, limitando de esa manera las corrientes residuales.

3. ORGANIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO

El mantenimiento de Subestaciones de Alta y Media tensión pertenece a la División de Mantenimiento de Alta tensión, a la cual también pertenece el Departamento de Líneas de Transmisión.

3.1 ORGANIGRAMA DEL DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO

El Departamento de Mantenimiento de Subestaciones se encuentra organizado de la siguiente manera:

Un jefe de Departamento, siete ingenieros especialistas en potencia, control y protecciones, cuatro tecnólogos electricistas, un ayudante operativo y un tecnólogo administrativo.

Las subestaciones se encuentran asignadas y bajo la responsabilidad de los ingenieros los cuales se encargan de: generar los descargos, ejecutar todas las actividades de mantenimiento programado, atención de fallas y eventos, análisis preliminar de fallas, programación de reparaciones locativas y recepción de obras nuevas ejecutadas por otros Departamentos de la Empresa

Las actividades de visitas y reportes de hallazgos en las subestaciones son realizadas por el Contrato de Operación y la ejecución de las actividades de mantenimiento y atención de fallas mediante el Contrato de Mantenimiento.

3.2 MANTENIMIENTO PREDICTIVO

Como parte de la toma de decisiones a la hora de ejecutar las actividades de mantenimiento de los equipos instalados en las subestaciones se desarrollan

las siguientes actividades consideradas como técnicas de mantenimiento predictivo :

Análisis de Aceite:

Tanto las tomas de muestras de aceite como el análisis de las mismas se desarrollan por personal propio de codensa , perteneciente al laboratorio de Aceites , y los resultados son enviados al departamento de subestaciones con el fin de realizar el seguimiento de las muestras fuera de parámetros , se programen actividades de mantenimiento tales como el filtro prensado durante la desenergización del activo y garantizar la trazabilidad de este proceso.

Termografía

Se desarrolla un programa de inspección termográfica por parte de personal de codensa que incluye la revisión de las subestaciones dos veces al año , y cuando se realiza un mantenimiento preventivo programado a un módulo de la subestación se garantiza la termografía antes y después del mantenimiento con el fin de corregir con calidad los puntos calientes detectados .

Los termogramas son almacenados en una Base de datos a la que tienen acceso todos los ingenieros del Departamento de Subestaciones.

3.3 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El plan de mantenimiento preventivo es realizado por el Departamento de programación y entregado al Departamento de subestaciones para su revisión y ejecución.

El criterio fundamental para la ejecución del mantenimiento de los equipos es el tiempo, organizado de la siguiente manera:

Para transformadores de potencia el mantenimiento se ejecuta cada tres años.

Para Interruptores de Potencia se tiene en cuenta el medio de extinción del arco y se establece que:

Para Interruptores en Aceite el mantenimiento deberá ejecutarse cada tres años.

Para interruptores en SF6 el mantenimiento se ejecutara cada seis años.

Para equipos GIS se ejecutara el mantenimiento cada seis años .

Para interruptores en vacío el mantenimiento se ejecutara cada seis años.

También son tenidos en cuenta los equipos que han sido reemplazados por el Departamento de Obras e Ingeniería atendiendo a cambios de tecnología, proyectos de mejoramiento de la infraestructura, con el fin de que no sean incluidos dentro del plan por ser equipos nuevos.

Bajo los parámetros anteriores se determina el plan de mantenimiento a ejecutar en el año.

Antes de la Programación del Descargo para la ejecución del mantenimiento se procede a ejecutar una visita previa en conjunto con el contratista de mantenimiento conocida como Alistamiento, para determinar el alcance , teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Hallazgos reportados por los móviles de operación (fugas de aceite , baja presión de SF6)
- Actividades que quedaron pendientes durante el último mantenimiento .
- Puntos calientes detectados durante la inspección termografica.
- Riesgos operativos a tener en cuenta durante la ejecución del mantenimiento.
- Riesgos para la seguridad a tener en cuenta durante la ejecución del mantenimiento.
- Riesgos para el medio ambiente a tener en cuenta durante la ejecución del mantenimiento.
- Equipos y herramientas que deben ser tenidas en cuenta para el normal desarrollo de las actividades de mantenimiento
- Materiales que deben ser tenidas en cuenta para el normal desarrollo de las actividades de mantenimiento
- Perfil del personal que debe integrar las cuadrillas para garantizar el normal desarrollo de las actividades de mantenimiento

Una vez determinado el alcance de los trabajos se procede a establecer junto con centro de control las condiciones del descargo (horario , si es con o sin desenergizacion de equipos , se declara el riesgo sobre los activos , zonas de trabajo , zonas de seguridad) y se confirma la consignación por parte de centro de control .

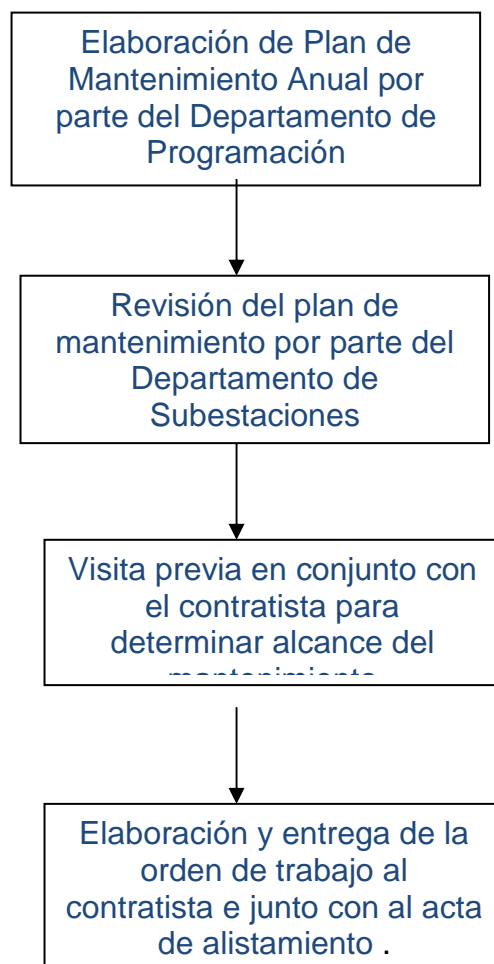
Una vez confirmado el descargo se elabora la orden de trabajo la cual se entrega al contratista de mantenimiento junto con el alistamiento.

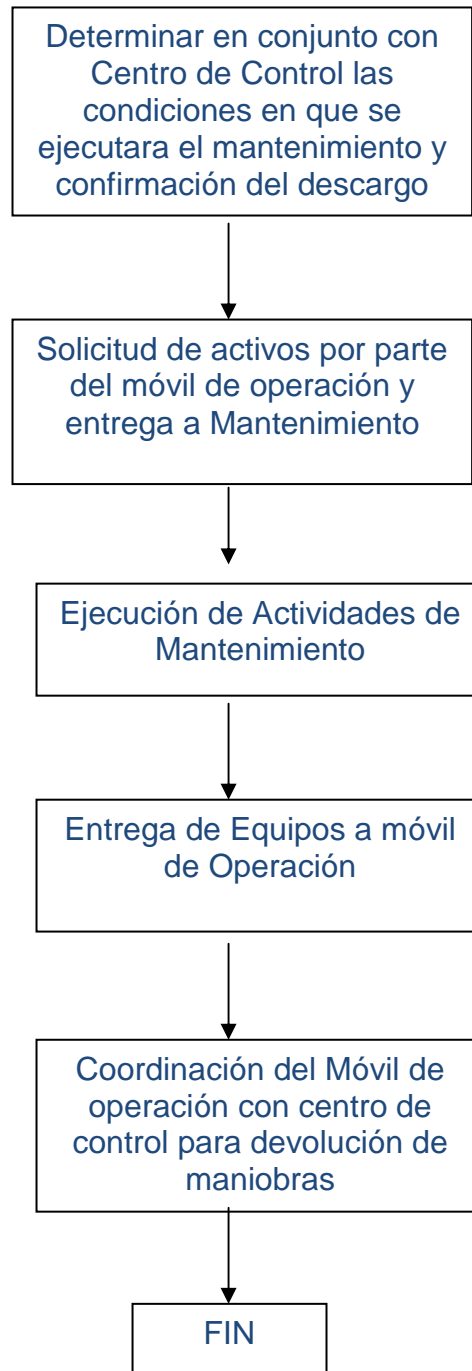
El día aprobado para la ejecución del mantenimiento el contratista de operación solicita a centro de control los activos, ejecuta las maniobras de desenergización (si es necesario) y entrega al contrato de Mantenimiento , el

cual ejecuta las actividades solicitadas en la Orden de trabajo y relaciona en la misma las actividades adicionales que surgan durante el mantenimiento.

Una vez culminado el mantenimiento se hace entrega de los activos al móvil de operación el cual coordina con centro de control las maniobras de energización (de ser necesario) y entrega los Equipos.

Figura 7. Diagrama de flujo del Mantenimiento Preventivo





Dentro de los inconvenientes que se han detectado bajo este esquema de mantenimiento preventivo tenemos:

➤ La variable principal para la programación de los mantenimientos es el tiempo, sin tener en cuenta integralmente la condición detallada de los activos.

- Hay restricciones de presupuesto que no permiten ejecutar todo el alcance del mantenimiento que se tenía programado.
- En ciertas marcas y tipos de equipos se presentan fallas repetitivas, con bajo seguimiento y análisis para controlar que no se presenten nuevamente.
- Los sistemas de información no son flexibles, lo que provoca que los usuarios tengan que adaptarse a ellos y pierdan tiempo para poder realizar el seguimiento y control de los descargos.
- No existe una base de Datos unificada con enfoque hacia el mantenimiento, lo que hace imposible la trazabilidad de los procesos desde el punto de vista de los activos.
- En años anteriores se han generado procedimientos e instructivos de mantenimiento de Equipos, pero con el paso del tiempo se han dejado de utilizar y caen en el olvido.
- Los esquemas de mantenimiento son rígidos lo que incide en que baja la motivación del personal debido a que hay pocas oportunidades para el aporte profesional.
- La ocurrencia de Fallas provoca el deterioro en la imagen de la compañía y pérdidas económicas por el pago de compensaciones a los clientes, de acuerdo con la reglamentación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

3.4 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Este mantenimiento comprende la Atención de Emergencias y Fallas en los equipos instalados en la subestación.

El tratamiento es diferente debido al impacto que tiene las fallas sobre la continuidad del servicio afectando de manera directa la calidad del suministro.

Se coordina entre el personal de Mantenimiento y el móvil de operación una revisión visual con el fin de establecer un diagnóstico rápido de las condiciones en que se encuentra el activo una vez ocurrida la falla.

En caso de no detectarse ninguna anomalía aparente y teniendo en cuenta lo registrado por los Equipos de protección el personal de mantenimiento toma la decisión de energizar el activo o realizar pruebas de diagnóstico para determinar si el equipo puede ponerse en servicio o no.

Con los resultados de las pruebas se toman las decisiones para corregir las fallas presentadas, y normalizar el servicio de energía

3.5 INDICADORES DE CALIDAD

A continuación se relacionan los indicadores de calidad que caracterizan los procesos desarrollados en el departamento de subestaciones de Alta Tensión, los cuales son responsabilidad de los ingenieros que conforman el departamento .

Tabla 2 . Indicadores de Calidad

No	INDICADORES	DESCRIPCION		LOGRO
1	<u>Número de interrupciones</u>	N, FES	Menor valor, mejor la continuidad del servicio	1071
2	Calidad del mantenimiento preventivo	1-(N° de módulos que fallan / N° de módulos que han sido intervenidos en el ciclo de mtto)*100	Valor Ideal 100%, mayor el valor mejor el mantenimiento preventivo	97,14 %

No	INDICADORES	DESCRIPCION		LOGRO
3	Oportunidad de la programación	1-(N° de módulos que fallan incluidos PMI/ N° de módulos incluidos en el PMI)*100	Valor Ideal 100%, mayor el valor mejor la programación	No se midió
4	<u>Calidad del mantenimiento correctivo</u>	1-(N° de módulos que fallan que han sido intervenidos por correctivo y vuelven a fallar / N° de módulos fallados)*100	Valor Ideal 100%, mayor el valor mejor el mantenimiento correctivo	84,78 %
5	Oportunidad del alistamiento	Cantidad de alistamientos inoportunos / total de alistamientos	Valor ideal cero (0), menor el valor mejor el alistamiento	No se midió
6	Eficacia de la termografía puntos críticos	Puntos calientes corregidos / Puntos calientes detectados	Valor ideal uno (1), cercano a uno (1) mejor el mantenimiento predictivo	29,30 %
7	Eficacia del análisis de fallas	N° fallas analizadas/N° fallas objetivo de análisis	Valor ideal uno (1)	No se midió
8	<u>Tiempo de las interrupciones</u>	T, DES	Menor valor, mejor la continuidad del servicio	808,6
9	Tiempo ahorrado por mantenimiento en línea viva	N° de horas equivalentes del mismo mantenimiento en línea muerta	A mayor N° de intervenciones menor N, T y FES, DES	No se midió
10	<u>Tasa de mantenimiento de emergencias</u>	N° de trabajos de emergencia / N° total de trabajos de mantenimiento preventivo + emergencias	Porcentaje de trabajos que son de emergencia (con afectación)	18,80 %

No	INDICADORES	DESCRIPCION		LOGRO
11	<u>Eficacia de la programación</u>	Actividades ejecutadas PMI/Actividades programadas PMI	Valor ideal 100% - cercano a 100% programación	77%

Algunos indicadores no se lograron medir :

- El Tiempo Ahorrado por mantenimiento en Línea Viva no se midió porque no se ha comenzado a ejecutar el contrato .
- La eficacia del Análisis de Fallas no se midió porque se analizaron muy pocas fallas .
- La oportunidad del Alistamiento no se midió porque en el seguimiento del indicador se detectó que el formato donde se registraba si el alistamiento había sido oportuno o no faltaban argumentos .

3.6 ANALISIS DE HISTORICOS DE FALLAS EN EQUIPOS

Con el fin de determinar sobre que equipo o equipos se centrara el estudio de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad se analizaron los datos históricos de fallas de equipos en subestaciones de Alta y Media Tensión .

Para lo anterior se consultaron las Hojas de vida de los diferentes Equipos y los Protocolos de Prueba donde se consignan cada una de las pruebas diagnóstico realizadas , las cuales contenían registros desde el año 1988

El resultado del análisis se muestra a continuación :

Tabla 3 . Datos Historicos de Fallas de Equipos

EQUIPO	UD	TRASFOR POTENC	INTERRUP	SECCIONAD.	TRANSFOR CORRIENTE	PARARR
FALLAS OCURRIDAS	UD	35	18	6	7	12
TIEMPO PROMEDIO DE REPOSICION SERVICIO	HORA	40	24	8	6	6
COSTOS OPERACIONA LES (Energía dejada de Suministrar)	MWH	30	0	0	0	0
COSTOS NO OPERACIONA LES (Reparación)	\$	500.000.000	70.000.000	18.000.000	20.000.000	10.000.000
IMPACTO MEDIO AMBIENTE	SIGNIF	SIGNIFICA TIV	SIGNIFICAT IVO	NO SIGNIFICATI VO	SIGNIFICAT IVO	NO SIGNIFIC ATIVO
IMPACTO SEGURIDAD INDUSTRIAL	SIGNIF	SIGNIFICA TIV	SIGNIFICAT IVO	SIGNIFICATI VO	SIGNIFICAT IVO	SIGNIFIC ATIVO

De los datos anteriores podemos concluir que la falla que mas impacta tanto desde el punto de vista económico como por impacto sobre el medio ambiente , a la seguridad de las personas , y a la imagen de la Compañía es en el Transformador de Potencia, por lo que se dirigirá el estudio hacia este Equipo en particular.

3.7 CONTEXTO DEL PROBLEMA

En estos momentos el mantenimiento para los Transformadores se desarrolla de la siguiente forma:

Se realiza el análisis de Gases Disueltos en el aceite para monitorear la concentración de gases combustibles y el Análisis Físico Químico para determinar las condiciones propias del aceite tales como Rigidez , color , tensión interfacial.

La inspección termográfica para detectar puntos calientes es otra técnica empleada dentro del mantenimiento de los Equipos.

El mantenimiento programado se ejecuta a intervalos de tres años .

Durante la ejecución de los mantenimientos se detecta la siguiente problemática :

- Respuesta deficiente por parte de proveedores de mano de obra, servicios, equipos y materiales.
- Restricciones operativas por parte de Centro de Control que no permiten disponer de los equipos cuando se requiere una parada de los mismos para acometer el mantenimiento.
- Los sistemas de información que se utilizan para el control y seguimiento del estado de los equipos antes y después del mantenimiento no son los adecuados, por no tener enfoque hacia el mantenimiento sino hacia el aspecto comercial, lo que no permite verificar la trazabilidad del proceso.

- Se han generado varios procedimientos e instructivos de mantenimiento, pero no se han actualizado con las mejoras introducidas en la ejecución en terreno, por lo que han perdido vigencia y terminan en el olvido.

- Como no se ejecuta el mantenimiento basado en la condición de los equipos se potencia, la aparición de fallas en el sistema, con el riesgo que esto representa para la integridad de las personas que operan los equipos así como el impacto ambiental por ser equipos que contienen gran cantidad de aceite dieléctrico para su funcionamiento.

- Se han detectado problemas con la capacitación del personal operativo que desarrolla las labores de mantenimiento y la generación de cultura sobre la base de buenas prácticas de mantenimiento es deficiente, lo que se evidencia en disparos provocados por errores humanos.

- Cuando se presentan las fallas que a su vez provocan interrupciones en el servicio de energía se presenta un deterioro en la imagen de la compañía, y pérdidas económicas por el pago de compensaciones a los clientes de acuerdo con la reglamentación de la comisión de Energía y gas (CREG)

4. MANTENIMIENTO

4.1 EVOLUCION DEL MANTENIMIENTO

Las cada vez mayores exigencias de competitividad a las que se ve sometida la industria han repercutido directamente en la evolución del mantenimiento aplicado a los equipos eléctricos de alta tensión.

Son muchos los esfuerzos que se están realizando hacia la consecución los objetivos de aumento de la disponibilidad de los equipos y reducción de la tasa de fallos intempestivos, que además deber ser alcanzados con una optimización del binomio calidad/costo de mantenimiento.

Los continuos avances tecnológicos registrados en la última década han permitido el desarrollo de nuevas herramientas de diagnostico de estado de equipos, potenciando el mantenimiento predictivo y ha permitido la evolución de las filosofías de mantenimiento basadas en la fiabilidad.

“Durante los últimos veinte años, el mantenimiento ha cambiado, quizás más que cualquier otra disciplina gerencial. Estos cambios se deben principalmente al enorme aumento en número y en variedad de los activos fijos (planta, equipamientos, edificaciones) que deben ser mantenidos en todo el mundo, diseños más complejos, nuevos métodos de mantenimiento, y una óptica cambiante en la organización del mantenimiento y sus responsabilidades.

El mantenimiento también esta respondiendo a expectativas cambiantes. Estas incluyen una creciente toma de conciencia para evaluar hasta que punto las fallas en los equipos afectan a la seguridad y al medio ambiente; conciencia de la relación entre el mantenimiento y la calidad del producto, y la presión de alcanzar una alta disponibilidad en la planta y mantener acotado el costo.

Estos cambios están llevando al límite las actitudes y habilidades en todas las ramas de la industria.

El personal de mantenimiento se ve obligado a adoptar maneras de pensar completamente nuevas, y actuar como ingenieros y como gerentes. Al mismo tiempo las limitaciones de los sistemas de mantenimiento se hacen cada vez mas evidentes, sin importar cuanto se hayan computarizado.”⁶

Frente a esta sucesión de grandes cambios, los gerentes en todo el mundo están buscando un nuevo acercamiento al mantenimiento. Quieren evitar arranque fallidos y callejones sin salida que siempre acompañan a los grandes cambios. Buscan en cambio una estructura estratégica que sintetice los nuevos desarrollos en un modelo coherente, para luego evaluarlo y aplicar el que mejor satisfaga sus necesidades y las de la compañía, dicha estructura se llama Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad, o RCM.

Si es aplicado correctamente, el RCM transforma las relaciones entre los activos fijos existentes, quienes los usan y las personas que los operan y mantienen. A su vez permite que nuevos bienes o activos sean puestos en servicio con gran efectividad, rapidez y precisión. Empezaremos con un vistazo sobre la evolución del mantenimiento en los últimos cincuenta años.

Desde la década de los 30 se puede seguir el rastro de la evolución del mantenimiento a través de tres generaciones.

El RCM esta tornándose rápidamente en la piedra fundamental de la tercera generación, pero esta generación se puede ver en perspectiva, y a la luz de la primera y segunda generación.

⁶ ELLMANN,SUEIRO Y ASOCIADOS .Reliability – centred maintenance.sl.:Aladon 2004. p .1

El mantenimiento es una de las disciplinas que mas ha evolucionado en los últimos años , pudiéndose dividir en tres grandes etapas asi :

4.1.1 La Primera Generación

“La primera generación cubre el periodo que se extiende hasta la segunda guerra mundial. En esos días la industria no estaba altamente mecanizada, por lo que el tiempo de parada de maquina no era de mayor importancia. Esto significaba que la prevención de las fallas en los equipos no era de prioridad para la mayoría de los gerentes. A su vez la mayor parte de los equipos era simple, y la gran mayoría estaban sobredimensionados. Esto los hacia confiables y fáciles de reparar. Como resultado no había necesidad de un mantenimiento sistemático más allá de una simple rutina de limpieza, servicio y lubricación. Se necesitaba menos habilidades para realizar el mantenimiento que hoy en día “⁷

Se puede concluir que debido a la baja industrialización que caracterizaba la industria de esta época con el solo mantenimiento correctivo bastaba , siendo los equipos sobredimensionados .

4.1.2 La Segunda Generación

“Durante la segunda guerra mundial todo cambio drásticamente. La presión del tiempo de guerra aumento la demanda de todo tipo de bienes, al mismo tiempo que decaía abruptamente el número de trabajadores industriales. Esto llevo a un aumento en la mecanización. Ya en los años 50 había aumentado la cantidad y complejidad de todo tipo de maquinas. La industria estaba empezando a depender de ellas

⁷ ELLMANN,SUEIRO Y ASOCIADOS .Reliability – centred maintenance.sl .: Aladon 2004. p .2

Al incrementarse esta dependencia, comenzó a concentrarse la atención en el tiempo de parada de maquina. Esto llevo la idea de que las fallas en los equipos podían debían ser prevenidas, dando lugar al concepto de mantenimiento preventivo. En la década del setenta esto consistió principalmente en reparaciones mayores a intervalos regulares prefijados. “

El costo del mantenimiento comenzó a crecer rápidamente con relación a otros costos operacionales. Esto llevo al desarrollo de sistemas de planeamiento y control del mantenimiento. Estos ciertamente ayudaron a tener el mantenimiento bajo control y han sido establecidos como parte de la práctica del mantenimiento.

Por ultimo, la suma del capital ligado activos fijos junto con un elevado incremento en el costo de ese capital, llevo a la gente a buscar la manera de maximizar la vida útil de estos activos/bienes.”⁸

Esta etapa en la evolución del proceso de mantenimiento se caracterizo porque al aumentar la demanda de bienes producto de la guerra , y escasear la mano de obra, los industriales comenzaron a preocuparse por mecanizar sus industrias , incrementando la complejidad de las maquinas que utilizaban en los procesos productivos , y comenzando a depender de ellas .

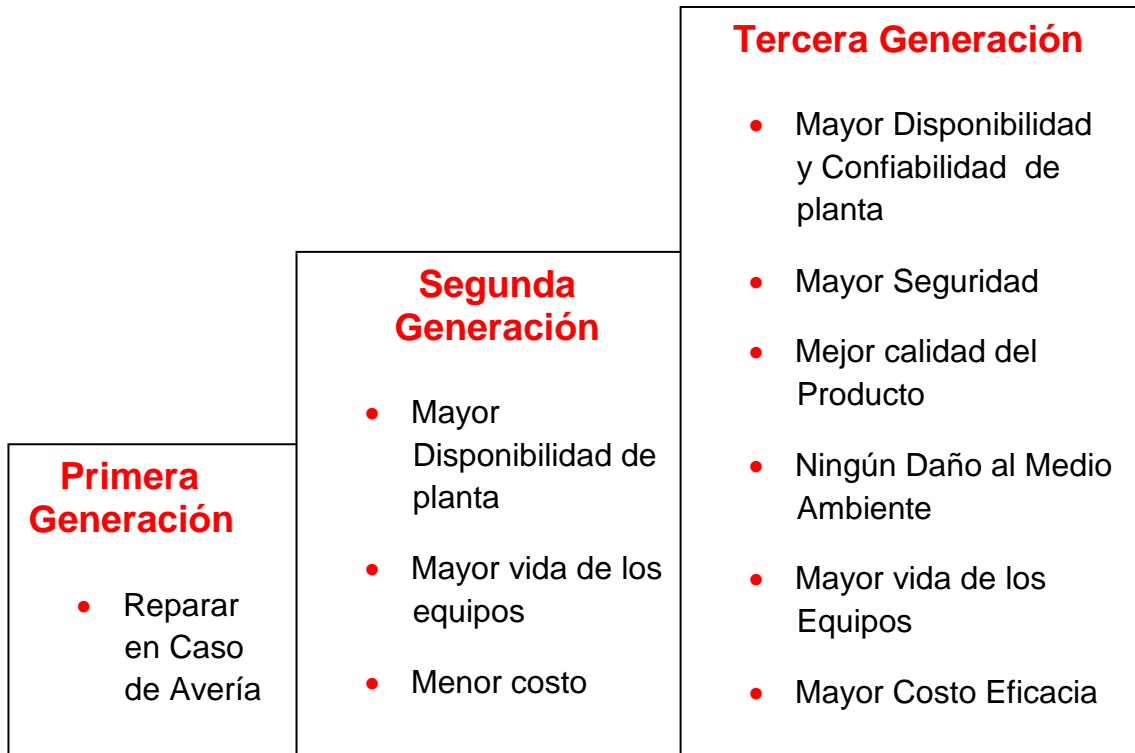
Es por esta razón que cobra vital importancia el tiempo de parada de las maquinas , consolidándose la idea de que las fallas en las maquinas debían ser prevenidas a cualquier costo, surgiendo de esta manera el mantenimiento preventivo.

El mantenimiento preventivo se desarrolla sobre la base de realizar intervenciones sobre las maquinas a intervalos fijos sin tener en cuenta el

⁸ ELLMANN,SUEIRO Y ASOCIADOS .Reliability – centred maintenance.sl .: Aladon 2004. p .2

estado de la misma , lo que provoca que el costo del mantenimiento se comienza a elevar si se compara con otros costos en la operación .

Figura 8. Muestra la evolución de las expectativas de mantenimiento.



4.1.3 La Tercera Generación

“Desde mediados de la década del setenta el proceso de cambio en la industria ha adquirido aun más impulso. Los cambios han sido clasificados en : nueva expectativas, nuevas investigaciones y nuevas técnicas.

Nuevas expectativas

El tiempo de parada de maquinas afecta la capacidad de producción de los activos físicos al reducir la producción, aumenta los costos operacionales, y afectar el servicio al cliente.

En las décadas del sesenta y setenta esto ya era una preocupación en los sectores mineros, manufactureros y de transporte. Los efectos destiempo de parada de maquina fueron agravados por la tendencia mundial hacia “just in time”, donde los reducidos inventarios de materia en proceso hacen que una pequeña falla en un equipo probablemente hicieran parar toda la planta. “⁹

“Actualmente el crecimiento en la mecanización y la automatización han tomado a la disponibilidad en factores clave en sectores tan diversos como el cuidado de la salud, el procesamiento de datos, las telecomunicaciones y la administración de edificios.

Una mayor automatización también significa que mas y mas fallas afectan nuestra capacidad de mantener parámetros de calidad satisfactorios. Esto se aplica tanto para parámetros deservicio como para la calidad del producto. Por ejemplo, las fallas en los equipos pueden afectar el control del clima en los edificios o la puntualidad de las redes de transporte, así como intervenir con el logro de las tolerancias deseadas en la producción.

Más y más fallas acarrearán serias consecuencias para el medio ambiente o la seguridad, al tiempo que se elevan los requisitos en estas áreas.”¹⁰

“En algunas partes del mundo se ha llegado a un punto en que las organizaciones deben, o bien adecuarse a las expectativas de seguridad y cuidado ambiental de la sociedad, o dejar de operar. Nuestra dependencia a la integridad de nuestros activos físicos cobra ahora una nueva magnitud que va más allá del costo, y que se torna una cuestión de supervivencia de la organización.

⁹ ELLMANN,SUEIRO Y ASOCIADOS .Reliability – centred maintenance.sl .: Aladon 2004. p .3

¹⁰ ELLMANN,SUEIRO Y ASOCIADOS .Reliability – centred maintenance.sl .: Aladon 2004. p .3

Al mismo tiempo que crece nuestra dependencia a los activos físicos, crece también el costo de tenerlos y operarlos. Para asegurar el máximo retorno de la inversión que representa tenerlos, deben mantenerse trabajando eficientemente tanto tiempo como se quiera.

Por ultimo el costo de mantenimiento aun esta aumentando, tanto en términos absolutos como en proporción del gasto total.

En algunas industrias representa ahora el segundo ítem más alto, o hasta el más alto costo operativo. En consecuencia, en solo treinta años ha pasado de ser un costo casi sin importancia a estar en la más alta prioridad en el control de costos.

Nuevas investigaciones

Más allá de la existencia de mayores expectativas, las nuevas investigaciones están cambiando muchas de nuestras creencias mas profundas referidas a la edad y las fallas.

En particular, parece haber cada vez menos conexión entre la edad de la mayoría de los activos y la probabilidad de que estos fallen.”¹¹

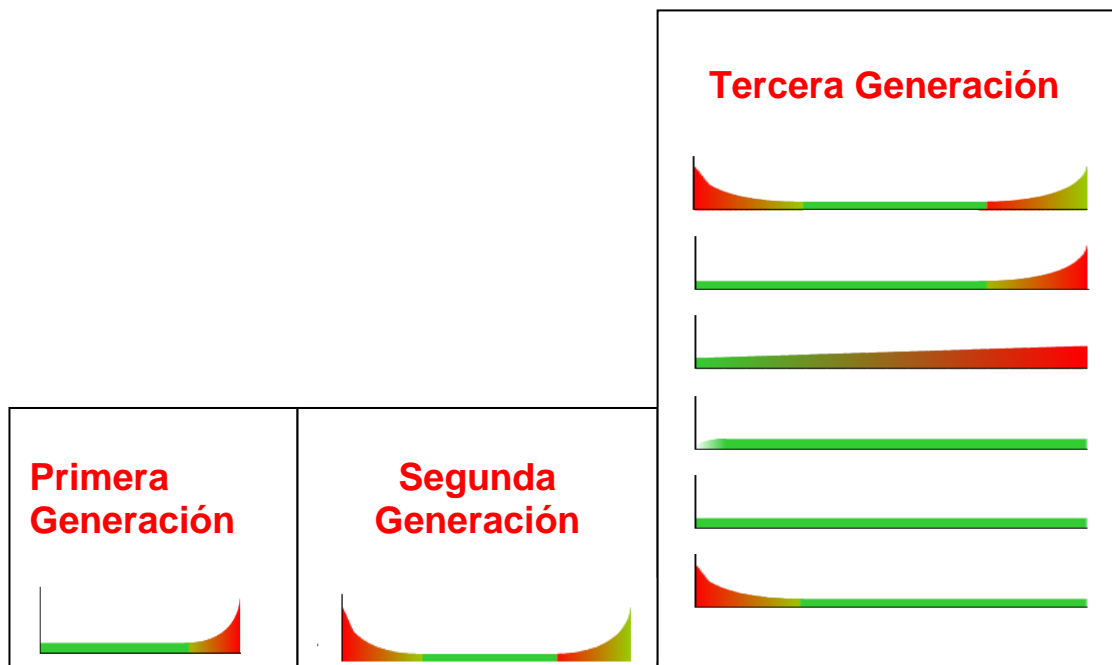
“La figura 9 muestra como en un principio la idea era simplemente que a medida que los elementos envejecían eran más propensos a fallar. Una creciente conciencia de la “mortalidad infantil” llevo a la segunda generación a creer en la curva de “bañera” o “bañadera”.

Sin embargo, investigaciones en la tercera generación revela no uno ni dos sino seis patrones de falla que realmente ocurre en la práctica.

¹¹ ELLMANN,SUEIRO Y ASOCIADOS .Reliability – centred maintenance.sl .: Aladon 2004. p .4

Una de las conclusiones mas importantes que se deduce de estos estudios es que un gran numero de tareas que surge de los conceptos tradicionales de mantenimiento, a pesar de que se realicen exactamente como se planeo, no logran ningún resultado, mientras que otras son contraproducentes y hasta peligrosas.

Figura 9. Cambios en los conceptos sobre fallas de los equipos



Esto es especialmente cierto con muchas de las tareas que se hacen en nombre del mantenimiento preventivo.

Por otro lado, para operar con seguridad los sistemas industriales mas modernos y complejos se necesitan realizar un gran numero de tareas que no figuren en los programas de mantenimiento.

En otras palabras, la industria en general es devota a prestar mucha atención para hacer las tareas de mantenimiento correctamente (hacer correctamente el trabajo), pero se necesita hacer mucho mas para asegurarse que los trabajos que se planean son los trabajos que deben hacerse (hacer el trabajo correctamente).”¹²

“Nuevas técnicas

Ha habido un crecimiento explosivo de nuevos conceptos y técnicas de mantenimiento.

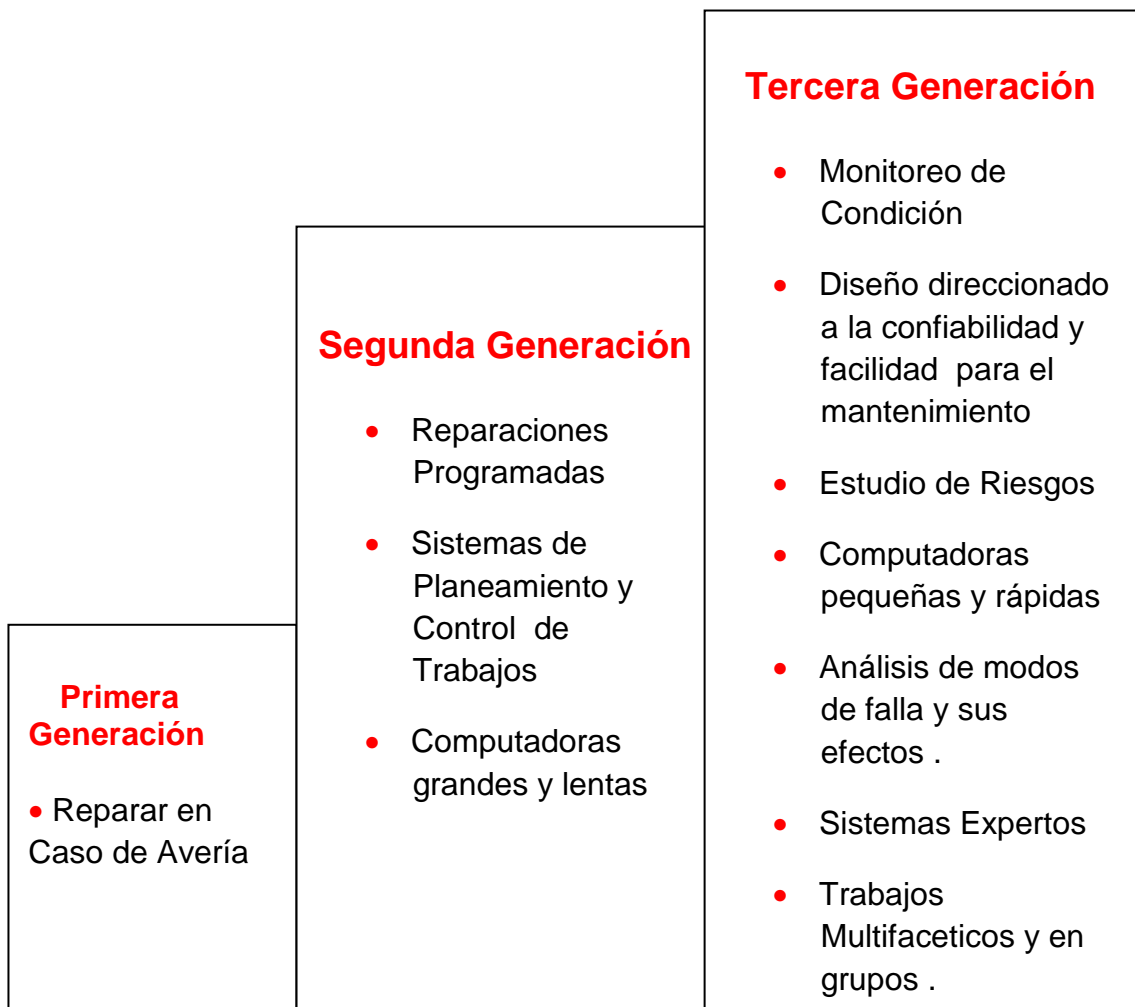
Cientos de ellos han sido desarrollados en los últimos veinte años, y emergen aun más cada semana.

La figura 10 muestra como ha crecido el énfasis en los clásicos sistemas administrativos y de control para incluir nuevos desarrollos en diferentes áreas.”¹³

¹² ELLMANN,SUEIRO Y ASOCIADOS .Reliability – centred maintenance.sl .: Aladon 2004. p .4

¹³ ELLMANN,SUEIRO Y ASOCIADOS .Reliability – centred maintenance.sl .: Aladon 2004. p .5

Figura 10. Cambios en las técnicas de Mantenimiento



“Los nuevos desarrollos incluyen :

➤ Herramientas de soporte para la toma de decisiones, tales como el estudio de riesgo, análisis de modos de fallas y sus efectos y sistemas expertos.

➤ Nuevos métodos de mantenimiento, tal como el monitoreo de condición.

➤Diseño de equipos, un mayor énfasis en la confiabilidad y facilidad para el mantenimiento.

➤Un drástico cambio en el modo de pensar la organización hacia la participación, trabajo en grupo y flexibilidad.

Uno de los mayores desafíos que enfrenta el personal de mantenimiento es no solo aprender que son estas técnicas sino decidir cuales valen la pena o no para sus propias organizaciones. Si hacemos elecciones adecuadas es posible mejorar el rendimiento de los activos y al mismo tiempo contener y hasta reducir el costo del mantenimiento. Si hacemos elecciones inadecuadas se crean nuevos problemas mientras empeoran los que ya existen.”¹⁴

“Los desafíos que enfrenta el mantenimiento

La primer industria que enfrente estos desafíos sistemáticamente fue la industria de la aviación comercial. El elemento crucial que provoco esta reacción, fue el darse cuenta que se debe dedicar tanto esfuerzo en asegurarse que se están realizando las tareas correctamente como en asegurarse en que se están haciendo las tareas correctas. El darse cuenta de esto dio lugar al desarrollo de procesos de tomas de decisión comprensivos que se conocieron dentro de la industria aeronáutica con el nombre de MSNG3 y fuera de esta como mantenimiento centrado en la confiabilidad o RCM.

En casi todos los campos de esfuerzos humanos organizados, RCM se esta volviendo fundamental para la custodia responsable de los activos físicos de la misma manera que lo es la contabilidad de doble entrada para la custodia responsable de los activos financieros. No existe ninguna otra técnica

¹⁴ ELLMANN,SUEIRO Y ASOCIADOS .Reliability – centred maintenance.sl .: Aladon 2004. p .5

comparable para determinar la cantidad mínima segura de tareas que deben ser hechas para preservar las funciones de los activos físicos, especialmente en situaciones críticas o peligrosas. El creciente reconocimiento mundial del papel fundamental que juega el RCM en la formulación de las estrategias de administración de activos físicos, y la importancia de aplicar RCM correctamente, condujo a la American Society of Automotive Engineers a publicar la norma SAEJA1011 "criterio de evaluación del proceso de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM)".¹⁵

4.1.4 Gestión de Mantenimiento.

Definición.

La palabra se relaciona con la dirección de empresas, aplicada a un sistema técnico y social cuya función básica es crear bienes y/o servicios que contribuyan a elevar el nivel de vida de la humanidad. La expresión empresa se entiende como un conjunto formado por hombres, máquinas, tecnología, información, planeación y recursos financieros o de cualquier índole que procura alcanzar unos objetivos establecidos con antelación (eficacia y eficiencia), utilizando adecuadamente los recursos disponibles (eficiencia) y protegiendo la naturaleza. La gestión es el integrador para lograr estas premisas

Gestión integral al interior de mantenimiento.

La gestión de mantenimiento se puede definir como la dirección y organización de recursos para controlar la disponibilidad y funcionamiento de la planta industrial a un nivel especificado. El responsable de mantenimiento tiene dos problemas principales: determinar el tamaño y naturaleza de la carga de trabajo de mantenimiento y la organización y control del personal, repuestos y equipos necesarios para responder a ésta carga. Se deben tener en cuenta estas consideraciones: el usuario del equipo debe cooperar con el diseñador, fabricante e instalador en el análisis completo de la fiabilidad y mantenibilidad, también el departamento de mantenimiento debe cooperar estrechamente con el de producción para conseguir el equilibrio óptimo entre los costos de recursos de mantenimiento y la disponibilidad

¹⁵ ELLMANN,SUEIRO Y ASOCIADOS .Reliability – centred maintenance.sl .: Aladon 2004. p .6

La eficiencia con que la gestión de mantenimiento contribuye para alcanzar la producción total mediante la dotación de capacidades y fiabilidad del parque industrial, se plasma maximizando la disponibilidad de los equipos

Mantenimiento y rentabilidad.

Las organizaciones industriales existen para generar un beneficio; usan equipos y mano de obra para transformar materias primas en productos acabados de mayor valor.

El mantenimiento está relacionado con la rentabilidad a través de la productividad de los equipos y el gasto de explotación. Los trabajos de mantenimiento elevan el nivel de los equipos y su disponibilidad, pero al mismo tiempo incrementan los gastos de explotación. El objetivo, de un departamento de mantenimiento debe ser la consecución del equilibrio óptimo entre estos factores.

Se debe prestar una calidad de servicio máxima para obtener una disponibilidad máxima, pero el costo de mantenimiento no debe ser superior al costo de paradas de la producción. El punto óptimo corresponde al valor mínimo de la curva del *costo total*, al que corresponde la máxima disponibilidad o valor óptimo del rendimiento operacional de un sistema de producción con un costo por intervenciones de mantenimiento igual a los costos de las paradas de producción

El costo de mantenimiento es un serio problema en los negocios. De acuerdo con DuPont: "Mantenimiento es el mayor costo controlable en una planta; en muchas compañías, frecuentemente excede las utilidades anuales netas". Mientras que el PM, cuando es bien implementado, produce ahorros del orden del veinticinco por ciento, después de ese beneficio su retorno de inversión se ve disminuido. Según un estudio de Forbes Magazine, uno de cada tres dólares gastados en PM, se desperdicia. Estas ineficiencias son resultado del mantenimiento efectuado por un programa basado en tiempo y suposiciones, en vez de hacerlo por la condición de la maquinaria

4.2 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD

4.2.1 DEFINICION

En los últimos años el mantenimiento ha recibido brillantes aportes provenientes del campo de la estadística y de la teoría de la confiabilidad.

El mantenimiento de aeronaves ha sido el motor que ha activado los mejores planteamientos dentro del mantenimiento.

Mantenimiento: Asegurar que todo elemento físico continúe desempeñando las funciones deseadas.

Claramente, para que esto sea posible, los equipos deben ser capaces de cumplir esas funciones previstas.

Esto es porque el mantenimiento - el proceso de “causar que continúe” - solamente puede entregar la capacidad incorporada (confiabilidad inherente) de cualquier elemento. No puede aumentarla.

Reliability Centred Maintenance: Es un proceso que se usa para determinar los requerimientos del mantenimiento de los elementos físicos en su contexto operacional.

Una definición más amplia de RCM podría ser “un proceso que se usa para determinar lo que debe hacerse para asegurar que un elemento físico continúe desempeñando las funciones deseadas en su contexto operacional presente”.

El RCM se centra en la relación entre la organización y los elementos físicos que la componen.

Antes de que se pueda explorar esta relación detalladamente, es necesario saber qué tipo de elementos físicos existentes en la empresa, y decidir cuáles son las que deben estar sujetas al proceso de revisión del RCM.

Según Anthony Smith se define como :

Una Filosofía de Gestión del Mantenimiento , en la cual un Equipo multidisciplinario de trabajo se encarga de optimizar la confiabilidad operacional de un sistema que funciona bajo condiciones de trabajo definidas , estableciendo las actividades de trabajo más efectivas de mantenimiento en función de la criticidad de los activos pertenecientes a dicho sistema .

RCM se llama Mantenimiento centrado en la Confiabilidad, porque reconoce que el mantenimiento no puede hacer más que asegurar que los elementos físicos continúan consiguiendo su capacidad incorporada, confiabilidad inherente.

4.2.2 OBJETIVOS DE UN PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

- Mantener las funciones con la seguridad requerida
- Mantener la seguridad inherente y los niveles de confiabilidad
- Optimizar la disponibilidad
- Obtener la información necesaria para mejorar el diseño de los elementos con una confiabilidad inadecuada
- Alcanzar las metas de mínimo costo de ciclo de vida
- Obtener la información necesaria para establecer un programa de mantenimiento dinámico, que pueda ser revisado y mejorado sistemáticamente.

4.2.3 OBJETIVO DE LA METODOLOGIA BASADA EN RCM.

- Mejorar el Funcionamiento Operacional del proceso de mantenimiento de los Transformadores de Potencia.

- Mejorar el Funcionamiento Operacional del proceso de mantenimiento de los Transformadores de Potencia , asegurando que se escogerá la forma de mantenimiento más efectiva para el activo físico y se tomaran las medidas necesarias en aquellos casos donde el mantenimiento no pueda ayudar.

- Mejorar la seguridad e integridad ambiental, considerando las implicaciones ambientales y para la seguridad de cada patrón de falla antes que considerar su efecto en las operaciones.

- Lograr mayor costo-eficacia del proceso de mantenimiento, al focalizar la atención en aquellas actividades de mantenimiento que tienen mayor impacto en el desempeño del activo, asegurando que todo lo que se gasta en mantenimiento se invierta en los procesos que puedan ofrecer mejores resultados.

- Alargar la vida útil de los componentes costosos debido al cuidadoso énfasis que se hace en el uso de técnicas de mantenimiento basadas en la condición del activo.

- La construcción de una base de Datos global que permita documentar extensivamente los requerimientos de mantenimiento del activo, lo que provee una visión clara acerca de las habilidades necesarias para mantener el activo físico, así como para decidir que repuestos deben tenerse en stock.

- Mejorar el trabajo en equipo, dotando tanto al personal de operación como al de mantenimiento del entendimiento acerca de lo que puede y lo que no puede lograrse mediante el mantenimiento, y que debe hacerse para lograrlo.
- Planes de Mantenimiento a ser realizados por el Departamento de Mantenimiento, pero que fueron revisados y analizados tanto por el personal de mantenimiento como por el de Operación.
- Procedimientos de Operación revisados, para los operadores del Activo.
- Una lista de cambios que deben hacerse al diseño del activo físico, o a la manera en que es operado, para lidiar con situaciones en las que el mismo no puede proporcionar el funcionamiento deseado con su configuración actual.
- Prepararnos para entrada en vigencia de la Resolución CREG 097 de 2008. Proyecto que aprobaría los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local. Reemplazaría la CREG 082 de 2002.

4.2.4 CONTEXTO OPERACIONAL

Es el entorno donde funciona el equipo y que afecta sus funciones , por lo que se hace imprescindible que todas las personas que participen en el desarrollo del programa de mantenimiento de cualquier activo comprendan totalmente y de forma clara el contexto operacional del mismo .

Vale la pena aclarar que el contexto operacional no solo afecta y de una manera drástica las funciones primarias , secundarias y las expectativas de funcionamiento, sino que también lo hace con la naturaleza de los diferentes modos de falla , sus efectos, las consecuencias , la frecuencia con la que pueden ocurrir y que debe hacerse para poder manejarlas .

Algunos de los factores importantes que deben ser tenidos en cuenta dentro del contexto operacional se relacionan a continuación :

- Tipo de proceso que se maneja : si es continuo o por lotes y aplica generalmente para plantas manufactureras .
- Redundancia : Establece los criterios de mantenimiento para equipos de Reserva .
- Estándares de calidad del proceso : Establecen descripciones diferentes de funciones de maquinas que de otra manera serian idénticas .
- Estándares medioambientales :Un aspecto que cada vez cobra mayor relevancia es el impacto sobre el medio ambiente .
- Riesgos para la seguridad : Cada vez un numero mayos de organizaciones se adhieren a estándares formales con respecto a niveles de riesgo considerados aceptables .
- Turnos de Trabajo : La organización por turnos de trabajo afecta de manera profunda el contexto operacional dependiendo de la cantidad de horas que se laboren .
- Productos en proceso : Se refiere a cualquier material que se encuentra en etapas intermedias de fabricación y no ha terminado su `proceso productivo.
- Tiempos de Reparación : se encuentra influido por la velocidad de respuesta a la falla , la cual a su vez se encuentra determinada por el sistema de reportes de falla , por el nivel del personal y por la velocidad de la reparación misma .

Figura 11 . Factores a ser considerados dentro del Contexto Operacional¹⁶



¹⁶ GROSSO, Juan Carlos . Programa de Mantenimiento basado en RCM para los Hidrogeneradores de la Central La Guaca . Posgrado en Gerencia de Mantenimiento, Universidad Industrial de Santander. 2004. p.46

4.2.5 RCM: LAS SIETE PREGUNTAS BASICAS ¹⁷

“El proceso de RCM formula siete preguntas acerca del activo o sistema que se intenta revisar :

- 1.¿Cuáles son las funciones y los parámetros de funcionamiento asociados al activo en su actual contexto operacional?
- 2.¿De que manera falla en satisfacer dichas funciones?
- 3.¿Cuál es la causa de cada falla funcional?
- 4.¿Qué sucede cuando ocurre una falla?
- 5.¿En que sentido es importante cada falla?
- 6.¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir cada falla?
- 7.¿Qué debe hacerse so no se encuentra una tarea preactiva adecuada?

4.2.6 FUNCIONES Y PARAMETROS DE LOS ACTIVOS ¹⁸

Antes de poder aplicar un proceso para saber que debe hacerse para que cualquier activo físico continúe haciendo aquello que sus usuarios quieren que haga en su contexto operacional, necesitamos hacer dos cosas:

- determinar que es lo que sus usuarios quieren que haga

¹⁷ ELLMANN,SUEIRO Y ASOCIADOS .Reliability – centred maintenance.sl .: Aladon 2004. p .7

¹⁸ ELLMANN,SUEIRO Y ASOCIADOS .Reliability – centred maintenance.sl .: Aladon 2004. p .8

➤asegurar que es capaz de realizar aquello que sus usuarios quieren que haga

Por esto el primer paso en el proceso de RCM es definir las funciones de cada activo en su contexto operacional, junto con los parámetros de funcionamiento deseados.

Lo que los usuarios esperan que los activos sean capaces de hacer puede ser dividido en dos categorías:

➤funciones primarias, que en primera instancia resumen el por que de la adquisición del activo. Esta categoría de funciones cubre temas como velocidad, producción, capacidad de almacenaje o carga calidad de producto y servicio al cliente.

➤funciones secundarias, la cual reconoce que se espera de cada activo que haga mas que simplemente cubrir sus funciones primarias. Los usuarios también tienen expectativas relacionadas con las áreas de seguridad, control, contención, confort, integridad estructural, economía, protección, eficiencia operacional, cumplimiento de regulaciones ambientales, y hasta de apariencia del activo.

Los usuarios de los activos generalmente están en la mejor posición por lejos para saber exactamente que contribuciones físicas y financieras hace el activo párale bienestar de la organización como un todo. Por ello es esencial que estén involucrados en el proceso de RCM desde el comienzo.

Si es hecho correctamente, este paso toma alrededor de un tercio del tiempo que implica un análisis RCM completo. Además hace que el grupo que realiza el análisis logre un aprendizaje considerable –muchas veces una cantidad alarmante- acerca de la forma en que realmente funciona el equipo.

4.2.7 FALLAS FUNCIONALES ¹²

Los objetivos del mantenimiento son definidos por las funciones y expectativas de funcionamiento asociadas al activo en cuestión. Pero, ¿Cómo puede el mantenimiento alcanzar estos objetivos?

El único hecho que puede hacer que un activo no pueda desempeñarse conforme a los parámetros requeridos por sus usuarios es alguna clase de falla.

Esto sugiere que el mantenimiento cumple sus objetivos al adoptar una política apropiada para el manejo de una falla. sin embargo, antes de poder aplicar una combinación adecuada de herramientas para el manejo de una falla, necesitamos identificar que fallas pueden ocurrir.

El proceso de RCM lo hace en dos niveles:

- en primer lugar, identifica las circunstancias que llevaron a la falla
- luego se pregunta que eventos pueden causar que el activo falle.

En el mundo del RCM, los estados de falla son conocidos como fallas funcionales porque ocurre cuando el activo no puede cumplir una función de acuerdo al parámetro de funcionamiento que el usuario considera aceptable.

¹² ELLMANN, SUEIRO Y ASOCIADOS .Reliability – centred maintenance.sl .: Aladon 2004. p .8

Sumado a la incapacidad total de funcionar, esta definición abarca fallas parciales en las que el activo todavía funciona pero con un nivel de desempeño

inaceptable (incluyendo las situaciones en las que el activo no puede mantener los niveles de calidad o precisión). Evidentemente estas solo pueden ser identificadas luego de haber definido las funciones y parámetros de funcionamiento del activo.

4.2.8 MODOS DE FALLA ¹⁹

Una vez que se ha identificado cada falla funcional, el próximo paso es tratar de identificar todos los hechos que de manera razonablemente posible puedan haber causado cada estado de falla. Estos hechos se denominan modos de falla. Los modos de falla “razonablemente posibles” incluyen aquellos que han ocurrido en equipos iguales o similares operando en el mismo contexto, fallas que actualmente están siendo prevenidas por regimenes de mantenimiento existentes, así como fallas que aun no han ocurrido pero son consideradas altamente posibles en el contexto en cuestión.

La mayoría de las listas tradicionales de modos de falla incorporan fallas causadas por el deterioro o desgaste por uso normal. Sin embargo, para que todas las causas probables de fallas en los equipos ser identificadas y resueltas adecuadamente, esta lista debería incluir fallas causadas por errores humanos (por parte de los operadores y el personal de mantenimiento), y errores de diseño. También es importante identificar la causa de cada falla con suficiente detalle para asegurarse de no desperdiciar tiempo y esfuerzo intentando tratar síntomas en lugar de causas reales. Por otro lado es igualmente importante asegurarse de no malgastar el tiempo en el análisis mismo al concentrarse demasiado en los detalles.

¹⁹ ELLMANN, SUEIRO Y ASOCIADOS .Reliability – centred maintenance.sl .: Aladon 2004. p .9

4.2.9 EFECTOS DE LAS FALLAS²⁰

El cuarto paso en el proceso de RCM tiene que ver con hacer un listado de los efectos de falla, que describen lo que ocurre con cada modo de falla. Esta descripción debería incluir toda la información necesaria para apoyar la evaluación de las consecuencias de la falla, tal como:

- Que evidencia existe (si la hay) de que la falla ha ocurrido.

- De que modo representa una amenaza para la seguridad o el medio ambiente (si la representa)

- De que manera afecta la producción o las operaciones (si las afecta).

- Que daños físicos (si los hay) han sido causados por la falla.

- Que debe hacerse para reparar la falla.

El proceso de identificar funciones, fallas funcionales, modos de falla, y efectos de falla trae asombrosas y muchas veces apasionantes oportunidades de mejorar el rendimiento y la seguridad, así como también de eliminar el desperdicio.

4.2.10 CONSECUENCIAS DE LAS FALLAS²¹

Un análisis detallado de la empresa industrial promedio probablemente muestre entre tres mil y diez mil posibles modos de falla.

²⁰ ELLMANN,SUEIRO Y ASOCIADOS .Reliability – centred maintenance.sl .: Aladon 2004. p .10

²¹ ELLMANN,SUEIRO Y ASOCIADOS .Reliability – centred maintenance.sl .: Aladon 2004. p .10-11

Cada una de estas fallas afecta la organización de algún modo, pero en cada caso, los efectos son diferentes. Pueden afectar operaciones. También pueden afectar a la calidad del producto, el servicio al cliente, la seguridad o el medio ambiente. Todas para ser reparadas tomaran tiempo y costaran dinero.

Son estas consecuencias las que más influyen el intento de prevenir cada falla. En otras palabras, si una falla tiene serias consecuencias, haremos un gran esfuerzo para intentar evitarla. Por otro lado, si no tiene consecuencias o tiene consecuencias leves, quizás decidamos no hacer más mantenimiento de rutina que una simple limpieza y lubricación básica.

Un punto fuerte del RCM es que reconoce que las consecuencias de las fallas son más importantes que sus características técnicas. De hecho reconoce que la única razón para hacer cualquier tipo de mantenimiento proactivo no es evitar las fallas sino evitar o reducir las consecuencias de las fallas. El proceso RCM clasifica estas consecuencias en cuatro grupos de la siguiente manera:

➤Consecuencias de fallas ocultas: las fallas ocultas no tienen un impacto directo, pero exponen a la organización a fallas múltiples con consecuencias serias y hasta catastróficas. (la mayoría están asociadas a sistemas de protección sin seguridad inherente).

➤Consecuencias ambientales y para la seguridad: una falla tiene consecuencias para la seguridad si es posible que cause daño o la muerte a algunas personas. Tiene consecuencias ambientales si infringe alguna normativa o reglamento ambiental tanto operativo como regional, nacional o internacional.

➤Consecuencias operacionales: una falla tiene consecuencias operacionales si afecta la producción (cantidad, calidad del producto, atención al cliente, o costos operacionales además del costo directo de la reparación).

➤Consecuencias no operacionales: las fallas que caen en esta categoría no afecta a la seguridad ni a la producción, solo implica el costo directo de la reparación.

“El proceso de RCM hace uso de estas categorías como la base de su marco de trabajo estratégico para la toma de decisiones en el mantenimiento. Obligado a realizar una revisión de las consecuencias de cada modo de falla en relación con las categorías recién mencionadas, integra los objetivos operacionales, ambientales, y de seguridad a la función mantenimiento. Esto contribuye a colocar a la seguridad y al medio ambiente dentro de las prioridades principales de la administración del mantenimiento.

El proceso de evolución de las consecuencias también cambia el énfasis de la idea de que toda falla es negativa y debe ser preventiva. De esta manera focaliza la atención sobre las actividades de mantenimiento que tienen el mayor efecto sobre el desempeño de la organización, y resta importancia a aquellas que tienen escaso resultado. También nos alienta a pensar de una manera más amplia acerca de diferentes maneras de manejar las fallas, más que concentrarnos en prevenir fallas.

Las técnicas de manejo de fallas se dividen en dos categorías:

➤Tareas proactivas: estas tareas se emprenden antes de que ocurra una falla, para prevenir que el ítem llegue al estado de falla.

Abarcan lo que se conoce tradicionalmente como mantenimiento “predictivo” o “preventivo”, aunque el RCM utiliza los términos de Reacondicionamiento cíclico, Sustitución cíclica y Mantenimiento a condición.

➤Acciones a Falta de: estas tratan directamente con el estado de falla, y son elegidas cuando no es posible identificar una tarea proactiva efectiva. Las

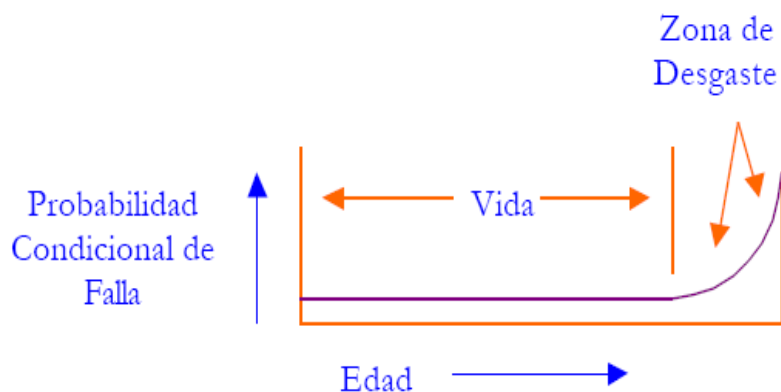
acciones a falta de incluyen búsqueda de falla, rediseño, y mantenimiento a rotura.”²²

4.2.11 TAREAS PROACTIVAS²³

Mucha gente todavía cree que la mejor manera de optimizar la disponibilidad de la planta es hacer algún tipo de mantenimiento proactivo de rutina.

El pensamiento de la segunda generación sugería grandes reparaciones, o reposición de componentes a intervalos fijos.

Figura 12 . Falla a intervalos regulares .



La figura 12 se basa en la presunción de que la mayoría de los equipos operan confiablemente por un periodo “x”, y luego se desgastan. El pensamiento clásico sugiere que los registros extensivos acerca de las fallas nos permiten determinar y planear acciones preventivas un tiempo antes de que ellas ocurran.

²² ELLMANN,SUEIRO Y ASOCIADOS .Reliability – centred maintenance.sl .: Aladon 2004. p .11

²³ ELLMANN,SUEIRO Y ASOCIADOS .Reliability – centred maintenance.sl .: Aladon 2004. p .12-13

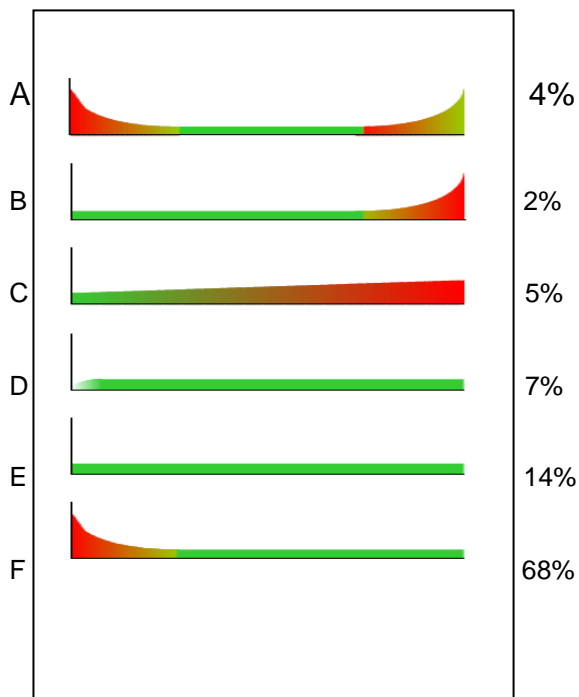
Este patrón es cierto para algunos equipos simples, y para algunos ítems complejos con modos de falla dominantes. En particular las características de desgaste se encuentran a menudo en casos en los el equipo tiene contacto directo con el producto.

Las fallas relacionadas con la edad frecuentemente van asociadas a la fatiga, corrosión, abrasión y evaporación. Sin embargo los equipos en general son mucho más complejos de lo que eran hace veinte años atrás.

Esto ha traído aparejado sorprendentes cambios en los patrones de falla, como lo muestra la figura 13.

Los gráficos muestran la probabilidad condicional de la falla con relación a la edad operacional para una variedad de elementos mecánicos y eléctricos.

Figura 13. Probabilidad condicional de la falla con relación a la edad



El patrón A es la ya conocida curva de la “bañadera”. Comienza con una gran incidencia de fallas (llamada mortalidad infantil), seguida por un incremento constante o gradual de la probabilidad condicional de falla, y por ultimo una zona de desgaste.

El patrón B muestra una probabilidad condicional de falla constante o de lento incremento y que termina en una zona de desgaste (igual a la figura 11).

El patrón C muestra una probabilidad condicional de falla que crece lentamente, pero no tiene una edad de desgaste claramente identificable.

El patrón D muestra una baja probabilidad condicional de falla cuando el equipo es nuevo o recién salido de la fabrica y luego un veloz incremento a un nivel constante.

El patrón E muestra una probabilidad condicional de falla constante a todas las edades por igual (falla al azar).

El patrón F comienza con una alta mortalidad infantil que finalmente cae a una probabilidad de falla constante o que asciende muy lentamente.

Estudios realizados en aeronaves comerciales demostraron que un 4% de los elementos correspondían al patrón A, un 2% al B, un 5% al C, un 7% al D, un 14%, al E y un 68% al patrón F. (El numero de veces que estos patrones ocurren en aeronaves no es necesariamente el mismo que en la industria, pero no cabe duda de que a medida que los elementos se hacen mas complejos, encontramos cada vez mas patrones E y F).

Estos descubrimientos contradicen la creencia de que siempre hay conexión entre la confiabilidad y la edad operacional. Esta creencia dio origen a la idea

de que cuanto mas seguido un ítem es reparado, menos posibilidades tiene de fallar. Actualmente esto es cierto en muy pocos casos.

A menos que exista un modo de falla dominante relacionado con la edad, los límites de edad tienen que ver poco o nada con mejorar la confiabilidad de los componentes complejos. De hecho las reparaciones pueden en realidad aumentar los promedios de fallas generales al introducir la mortalidad infantil en sistemas que de otra manera serian estables.

La toma de conciencia de estos hechos ha llevado a algunas organizaciones a abandonar por completo la idea de mantenimiento proactivo. Y esto puede que sea lo más acertado para fallas con consecuencias menores.

Pero cuando las consecuencias de las fallas son importantes, algo debe hacerse para prevenir o predecir las fallas, o al menos para reducir las consecuencias.

Esto nos lleva nuevamente a la cuestión de las tareas proactivas.

Como ya mencionamos anteriormente el RCM divide a las tareas proactivas en tres categorías:

- Tareas de reacondicionamiento cíclicas

- Tareas de sustitución cíclicas

- Tareas a condición

➤ **Tareas de reacondicionamiento y sustitución cíclicas**²⁴

El reacondicionamiento cíclico implica refabricar un componente o reparar un conjunto antes de un límite de edad específico sin importar su condición en ese momento. De manera parecida, las tareas de sustitución cíclica implican sustituir un componente antes de un límite de edad específico, más allá de su condición en ese momento.

En conjunto estos dos tipos de tareas son conocidos generalmente como mantenimiento preventivo. Solían ser los tipos de mantenimiento proactivo más ampliamente usados. Sin embargo, debido a las razones mencionadas anteriormente, se usan mucho menos que veinte años atrás.

➤ **Tareas a condición**¹⁹

El crecimiento de nuevos tipos de manejo de falla se debe a la continua necesidad de prevenir ciertos tipos de falla, y la creciente ineficacia de las técnicas clásicas para hacerlo. La mayoría de las nuevas técnicas se base en el hecho de que la mayoría de las fallas dan algún tipo de advertencia de que están por ocurrir. Estas advertencias se denominan fallas potenciales, y se definen como condiciones físicas identificables que indican que una falla funcional esta por ocurrir o están en el proceso de ocurrir.

Las tareas según el estado se basan en el hecho de que la mayoría de las fallas dan algún tipo de aviso sobre el hecho de que están por ocurrir. Estos avisos se denominan *fallas potenciales*, y se definen como las *condiciones*

²⁴ ELLMANN,SUEIRO Y ASOCIADOS .Reliability – centred maintenance.sl .: Aladon 2004. p .14

físicamente identificables que indican que una falla funcional está a punto de ocurrir o está ocurriendo.

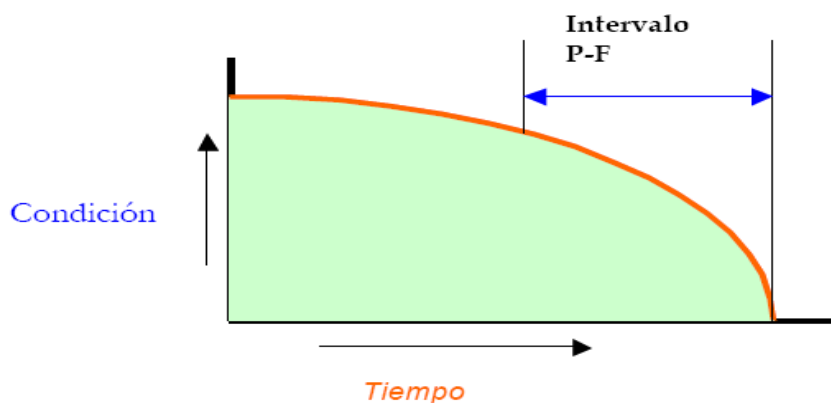
Las tareas según el estado se usan para detectar fallas potenciales de modo que se pueda tomar acción para reducir o eliminar las consecuencias que pueden ocurrir si degenerasen en fallas funcionales. Esta categoría de tareas incluye todo tipo de *mantenimiento predictivo, mantenimiento según el estado y monitoreo de estado/condición.*

Intervalo P-F

Además de la Falla potencial en si misma se necesita considerar el tiempo que transcurre entre el punto en el que ocurre una falla potencial y el punto en el que se deteriora y se convierte en una falla funcional .

Este intervalo se conoce como intervalo P-F

Figura 14. Intervalo P-F



El intervalo P-F determina que tiempo tenemos disponible para ejecutar la acción para disminuir o ejecutar la consecuencia de la falla. Si el intervalo es muy largo hay posibilidad que pasemos la falla por alto , y si es muy corto desperdiciaremos recursos en el proceso de chequeo.

4.2.12 ACCIONES A FALTA DE : ¹⁹

RCM reconoce tres grandes categorías a acciones a falta de :

➤ **Búsqueda de Fallas**

La búsqueda de fallas tiene que ver con chequear las *funciones ocultas* para ver si han *fallado* (en contraposición con la tarea según el estado, que involucra chequear si algo está *fallando*).

➤ **Rediseño**

El rediseño implica hacer un *cambio por única vez* a la capacidad inherente de un sistema. Esto incluye cambios al diseño del equipo, cambios por única vez a procesos y, si es necesario, capacitación.

➤ **Ningún Mantenimiento Programado**

Esta aplicación por defecto implica no hacer esfuerzo alguno por anticipar o prevenir modos de falla a los que se aplica, de modo que simplemente se permite que la falla ocurra y luego se repara. Esta aplicación por defecto se denomina también *operar hasta la falla ó mantenimiento correctivo*.

4.2.13 EL PROCESO DE SELECCIÓN DE TAREAS DE RCM ²⁵

Un punto fuerte del RCM es la manera en que provee criterios simples , precisos y fáciles de entender para decidir cual de las tareas proactivas es técnicamente factible en el contexto operacional dado (si existe alguno) y para decidir quien debería hacerlas y con que frecuencia .

²⁵ ELLMANN,SUEIRO Y ASOCIADOS .Reliability – centred maintenance.sl .: Aladon 2004. p .15-16

¹⁹ ELLMANN,SUEIRO Y ASOCIADOS .Reliability – centred maintenance.sl .: Aladon 2004. p .14

Si una Tarea Proactiva es técnicamente factible , esta determinado por las características técnicas de la Tarea y de a falla que pretende prevenir .Si vale la pena hacerlo o no depende de la manera en que maneja las consecuencias de la falla.

De no hallarse una Tarea Proactiva que sea técnicamente factible y que valga la pena hacerse , entonces debe tomarse una acción a falta de Adecuada .

La esencia del proceso de selección de Tareas es el siguiente :

Para Fallas Ocultas: La tarea proactiva vale la pena si reduce significativamente el riesgo de falla múltiple asociado con esa función a un nivel tolerablemente bajo. Si esto no es posible , debe realizarse una Búsqueda de Falla . De no hallarse una búsqueda de falla que sea adecuada la decisión a falta de secundaria indicara que el componente puede ser rediseñado.

Para Fallas con Consecuencias Ambientales o para la seguridad: La tarea proactiva vale la pena si por si sola reduce el riesgo de la falla a un nivel muy bajo , o directamente lo elimina . Si no puede encontrarse una tarea que reduzca el riesgo a niveles aceptablemente bajos , entonces el componente debe ser rediseñado o debe cambiarse el proceso.

Si la Falla tiene consecuencias Operacionales : La tarea proactiva solo vale la pena si el costo total de realizarla a lo largo de un cierto periodo de tiempo es menor al costo de las consecuencias operacionales mas el costo de la reparación en el mismo periodo de Tiempo .En otras palabras , la tarea debe tener justificación en el terreno económico . Si no se justifica la decisión a Falta de inicial es : Ningún Mantenimiento Programado (Si esto ocurre y las consecuencias operacionales siguen siendo inaceptables , entonces la decisión a Falta de secundaria es nuevamente el Rediseño .

Si la Falla tiene consecuencias No Operacionales : La tarea proactiva solo vale la pena si el costo de la Tarea a lo largo de un cierto periodo de tiempo es menor al costo de la reparación en el mismo periodo de Tiempo .Entonces estas tareas también deben tener justificación en el terreno económico . Si no se justifica la decisión a Falta de inicial es otra vez : Ningún Mantenimiento Programado y si los costos son demasiado elevados , entonces la siguiente decisión a Falta de secundaria es nuevamente el Rediseño .

5. MEDICION COSTO – BENEFICIO DE LA IMPLEMENTACION DE RCM2

La ecuación Costo-Beneficio está omnipresente en todas las decisiones que toma la Dirección de la empresa.

Ciertas actividades de la Ingeniería Industrial permiten una evaluación más o menos fácil de los resultados cuantitativos medibles, consecuencia de la gestión. Así, por ejemplo, cuando se introducen programas concretos de PRODUCTIVIDAD de Recursos Humanos, la medición de los volúmenes (en toneladas o unidades, o metros, o litros) producidos por cada hora hombre insumida es relativamente simple. Si estos ratios son correcta y coherentemente medidos a lo largo del tiempo, podremos sin duda afirmar que después de un programa exitoso de productividad, está aumentando en un X % con respecto de la que se obtenía antes del programa de mejora.

No tan fácil es, cuando deseamos medir cuantitativamente mejoras de CALIDAD o de Servicio al Cliente. Sin embargo, es imperioso hacerlo. No solo la Dirección, sino también nuestra conciencia profesional, lo exigirá y con razón.

5.1 MEDICIÓN DE MEJORAS EN EL MANTENIMIENTO

¿Como procedemos para evaluar los beneficios de programas de mejora para el MANTENIMIENTO? Aquí debemos advertir sobre los peligros de la búsqueda de “índices” engañosos. En más de cuarenta años se han coleccionado diversas experiencias insólitas en las industrias a nivel mundial:

La medición de “up time” o tiempo de máquina (o equipo) disponible, no siempre arroja un índice representativo. En muchos casos, una disponibilidad del 95% de una máquina puede ser peor que la disponibilidad del 75 % de otra. Esto evidentemente está dado en contextos diferentes, que hacen que una

pérdida de marcha por causas imputables a fallos de 5 % de una máquina, puede tener CONSECUENCIAS económicas de más peso (tal vez mucho más) que el paro del 25 % de la otra.

Otro Índice engañoso: “Se ha logrado cumplir con el 80 % de las intervenciones programadas como PREVENTIVAS” y se festeja el éxito (históricamente solo se lograba el 55 %). Un análisis más crítico, buscando la CERDAD, descubre que en efecto se ha cumplido con los programas preventivos en TODAS las máquinas que permitían hacerlo, porque tenían baja carga de trabajo y era fácil programar su detención para realizar TODOS los preventivos programados. Pero no se ha realizado NINGÚN preventivo en las máquinas de alta carga de trabajo: producción no se las “presta” a mantenimiento para que cumplan los preventivos. Aún sin gran experiencia en RCM2- Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, es fácil descubrir que precisamente ESE 20 % del mantenimiento preventivo programado y no realizado es el IMPORTANTE, ya que afecta a las máquinas críticas. Una buena parte del 80 % que sí se realizó, tal vez ni siquiera merecía la pena ser realizado.

Otro “Índice” engañoso “El costo del mantenimiento ha BAJADO en un 17 %”. Normalmente esto es considerado un merito importante. Si además el “tiempo de máquina disponible” ha MEJORADO, pensaremos, y la Dirección también, que realmente estamos frente a un logro importante. Sin embargo ya vimos que el Índice de “Up Time” puede ser engañoso...y en que hemos AHORRADO. Aquí aparece la problemática del “corto” “medio” y “largo “plazo”; Una forma muy eficaz para reducir los costos de mantenimiento y (lamentablemente) muchas veces es aplicada, es hacer el mínimo de mantenimiento posible. Las consecuencias inmediatas en los costos serán muy favorables. Las consecuencias al medio y al largo plazo para las operaciones y para el patrimonio de la Empresa pueden resultar DRAMATICAS.

5.2 MANTENIMIENTO COMO CENTRO DE LUCRO

Como podemos reemplazar estos y tantos otros mitos históricos. Lo primero que debemos comprender definitivamente es que NO BUSCAMOS REDUCIR EL COSTO DE MANTENIMIENTO, SINO AUMENTAR LA RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN A TRAVÉS DE MEJORAS SUSTANCIALES DEL MANTENIMIENTO.

Cuando trabajamos con un modelo altamente estructurado de MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD, como lo es el RCM2, es fácil detectar TODAS las fuentes de COSTOS CONSECUENCIA DE LAS FALLAS.

Los tipos de consecuencia que reconoce el RCM2 son:

Ante todo están las fallas ocultas, que no tienen consecuencias directas sobre las operaciones cuando aparecen por si solas, pero incrementan el riesgo de fallas múltiples, cuyas consecuencias generalmente son mucho más graves que la falla oculta “per se”. Y recordemos que ha medida que se sofistican nuestras máquinas, cada vez tenemos más fallas ocultas.

Luego aparecen y más graves a pesar que por la secuencia lógica del RCM2 vienen después las fallas ocultas, las fallas con consecuencia sobre la SEGURIDAD o el MEDIO AMBIENTE.

Luego llegamos a las consecuencias operacionales, aquellas que ocasionan pérdida de volumen de producción y/o pérdidas de CALIDAD y o deterioro en el SERVICIO AL CLIENTE y/o mayores costos.

Esta síntesis nos recuerda que tenemos muchas VARIABLES DE COSTO que contemplar y no podemos omitir ninguna.

Si alguna técnica o procedimiento nos permitiese MEJORAS SUBSTANCIALES CON SOLO INTRODUCIR UNA O POCAS MEDIDAS CORRECTIVAS, sabríamos que; clamaban por solución, o que hemos descubierto un procedimiento “mágico”. Si bien la primera alternativa a veces se da, la segunda lamentablemente, no forma parte de un elenco de soluciones racionales.

Queda entonces el “trabajo de hormiga” de obtener RESULTADOS IMPORTANTES como SUMATORIA DE INNUMERABLES MINI-ECONOMIAS PUNTUALES.

SUMATORIA DE MUCHAS PEQUEÑAS ECONOMÍAS

El Mantenimiento Centrado en Confiabilidad RCM2 nos permite y al mismo tiempo obliga a MINIMIZAR LA SUMATORIA DE COSTOS CONSECUENTES DE FALLOS DE MÁQUINAS O EQUIPOS, y al mismo tiempo CONOCER SU MAGNITUD.

Puesto que RCM2 determina todos los modos de falla probables y elige para cada uno de ellos la tarea de mantenimiento más costo-eficaz, cada modo de falla nos brinda una potencial economía. Potencial pero al mismo tiempo cierta.

Aceptemos que en una planta industrial mediana determinamos a lo largo de la implantación integral de RCM2, que tenemos por ejemplo, en el orden de cuatro mil modos de falla. Supongamos que la mitad de ellos NO ofrecen beneficios mensurables, pero que los restantes dos mil SI y que en PROMEDIO cada modo de falla de éstos últimos, correctamente analizado admite una economía anual de tan solo U\$ 300, ya habremos generado una economía real y demostrable de U\$ 600. 000 / año.

Una Compañía siempre tendrá en la mira la optimización de costos y la maximización de utilidades en los diferentes procesos que se desarrollan en la

cadena productiva. Por ello permanentemente debe realizarse la Gestión apropiada para lograrlo. Se indica que hay ciertos resultados que son fácilmente medibles por ejemplo la productividad, basados en la cantidad producida por cada hora hombre es relativamente sencilla y al cabo del tiempo se compara para ver los resultados que se tenían antes de la aplicación de nuevas estrategias. Pero igualmente hay otros parámetros que se desean medir como son la Calidad o el Servicio al Cliente y no es tan fácil, pero deben hacerse y para ello deben buscarse herramientas apropiadas para lograr medirlas, porque como se dice popularmente **“Lo que no se mide, no se puede gestionar”**.

Entonces viene la gran pregunta ¿Como evaluar los beneficios de los programas de mejora para el mantenimiento?, y es aquí en donde debemos conocer bien los procesos para establecer correctamente indicadores que nos permitan realizar un seguimiento objetivo y a la vez visualizar las fortalezas y debilidades de las diferentes líneas de producción.

Los indicadores deben ser específicos, medibles y accionables, para evitar que ocurran situaciones como en muchas industrias a nivel mundial y en nuestro propio entorno Colombiano, en donde se establecen índices engañosos porque se manejan conceptos generales sin tener en cuenta los diversos contextos, en donde un indicador puede ser aplicable en un entorno o contexto, pero ya en otro no interpreta la realidad del proceso y puede llevarnos a tomar decisiones equivocadas que traerán consecuencias económicas de mucho peso.

Otro aspecto relevante y muy usado en nuestro medio es alegrarnos porque logramos realizar un buen porcentaje del mantenimiento preventivo programado mayor que en los periodos anteriores, sin tener en cuenta los conceptos de indicadores de eficacia, de eficiencia y de efectividad.

Por ello más adelante nos llevamos la sorpresa que tal mantenimiento se realizó a equipos que no necesariamente requerían mantenimiento por su bajo uso, a equipos que no pertenecen a la línea crítica de los procesos y por eso se pueden sacar para mantenimiento, a equipos que perfectamente se pueden intervenir en tiempos diferentes al programa básico y necesario de mantenimiento. Dejando de lado aquellos equipos que si pertenecen a la ruta crítica de mantenimiento y que precisamente por ello no son fácilmente programables para una intervención preventiva.

Estas situaciones provocan la generación de puntos de vista y conceptos diferentes tanto en la alta Dirección de la Compañía como en la Gerencia de Mantenimiento y en el Área de Mantenimiento. Presentándose en algún momento grandes sorpresas cuando de repente una de estas máquinas falla y se frena parte o la totalidad de la producción. Es entonces cuando se preguntan en la Alta Dirección, pero si hemos mejorado sustancialmente, nuestros indicadores nos dan tranquilidad entonces porque ocurrió esto? y en el Área de Mantenimiento se cuestionan fuertemente porque el Área de producción no coordinó una parada para realizar el mantenimiento programado.

Esto nos debe invitar a mirar la Compañía de manera integral y no cada área en particular obteniendo indicadores diversos y sin apuntar al objetivo primordial de la organización. Por esto el trabajo en equipo debe ser una de las banderas de las compañías para generar sinergias y obtener grandes logros que redunden en el bienestar de trabajadores y accionistas.

Otro aspecto de interés y para resaltar fuertemente es que debemos comprender que no buscamos reducir el costo del mantenimiento para mejorar las utilidades, sino por el contrario aumentar la rentabilidad de la inversión de la Compañía a través de mejoras substanciales del mantenimiento que indudablemente se reflejarán en el alargamiento de la vida útil de los equipos.

No esperemos soluciones mágicas o que con una técnica o procedimiento se solucionen todos los problemas. Si es así debemos cuestionarnos que desvíos evidentes no se estaban trabajando o teniendo en cuenta por diversas circunstancias (presupuestos, desconocimiento, falta de experiencia y experticia, etc.). Y los atendemos cuando vienen situaciones apremiantes o cuando se buscan culpables después de una situación crítica.

Por último dentro de los conceptos del mantenimiento correctivo y preventivo debe integrarse el concepto de mantenimiento predictivo y de análisis por condición, si no como política general, si para aquellos equipos que pertenecen a la ruta crítica.

ENFOQUE PARA LA COMPAÑÍA

Lo importante es concientizarnos que el concepto de costo – beneficio debe estar presente en cada una de nuestras actuaciones y por eso debemos actuar racionalmente y con conocimiento para plantear los criterios de intervención y las estrategias de mantenimiento a los diversos equipos de nuestra Compañía (Codensa S.A ESP. Compañía Distribuidora y comercializadora de Energía).

Igualmente los requerimientos de modernización de equipos e inversiones orientadas al mejoramiento del sistema deben estar bien soportadas y esto se logra llevando indicadores claros, específicos, medibles y accionables.

En diversas ocasiones en el afán de cuantificar y mostrar nuestras actuaciones generamos indicadores engañosos que finalmente no nos entregan elementos claros para tomar decisiones. La generación de indicadores con las características anteriormente mencionadas requiere tener conocimiento de los procesos, conocimiento del negocio para que realmente sean útiles y generen valor a los procesos de la Organización

Para nuestra compañía en particular debemos caracterizar nuestro sistema de potencia eléctrica, dada su heterogeneidad en cuanto a tipo de equipos, edad, tecnología, funcionalidad para así mismo establecer indicadores específicos que nos ayuden a orientar nuestros criterios y reevaluar las estrategias de mantenimiento existentes.

No pretendemos que de un momento a otro vayamos a generar nuevas estrategias que cambien ampliamente lo que venimos trabajando, pero si que revisemos con una óptica diferente nuestro actuar en el día a día y podamos ir generando inquietudes que posteriormente podamos aterrizar y soportar para promover el cambio de ciertas actuaciones o puntos de vista. Esto nos permitirá enriquecer el entorno y plantear la adquisición de nuevas herramientas de gestión de mantenimiento.

También debemos identificar plenamente cuales y cuantos son los equipos que pertenecen a la ruta crítica y comenzar a evaluar la necesidad de utilizar tecnologías que nos permitan monitorear su funcionamiento On-line y replantear su intervención ya no bajo conceptos de tiempo u otros parámetros, sino basados en la condición de cada uno de los equipos.

No debemos buscar reducir el costo de mantenimiento, sino aumentar la rentabilidad de la inversión que realiza la Compañía a través de mejoras substanciales del mantenimiento, que alarguen la vida útil de nuestros equipos.

Debemos hacer ver el mantenimiento no como un costo para la Compañía, sino como una inversión planificada, seria y con retorno a mediano o largo plazo.

6.0 APLICACIÓN PROCESO DE RCM

6.1 PLANEAMIENTO

Luego de examinar con mayor profundidad la información necesaria para responder las preguntas de RCM, se llegó a la conclusión que en la mayoría de las industrias, los registros históricos pocas veces son suficientemente comprensivos para usarse con este propósito. La pregunta todavía debe contestarse, de modo que la información requerida aún tiene que obtenerse de algún lugar.

No es extraño que, “ese lugar” pueda ser “alguien”- alguien que tiene un conocimiento y experiencias profundos sobre el activo en consideración.

También hay ocasiones en las que el proceso de búsqueda de información revela puntos de vista sustancialmente diferentes que deben ser consensuados de tomar decisiones.

Posteriormente se describen como pueden usarse grupos reducidos para reunir información, compatibilizar distintos puntos de vista y tomar decisiones. Sin embargo, antes de considerar estos grupos, es necesario examinar la información a para responder a cada pregunta, y tiene en cuenta quién la puede conocer. Para esto se hace referencia a las secciones anteriores del libro donde las preguntas han sido discutidas en detalle.

¿Cuáles son las funciones y los estándares asociados de funcionamiento de los activos en contexto operativo actual?

RCM está basado en la premisa de que cada activo se adquiere para cumplir una función o funciones específicas, y que el mantenimiento significa hacer lo que sea necesario para asegurar que continúe cumpliendo cada función a

satisfacción de sus usuarios. En la mayoría de los casos, los usuarios más importantes son los gerentes de operaciones y producción. A fin de asegurar que RCM genere un programa de mantenimiento que facilite lo que estos gerentes desean, es necesario que ellos participen activamente en todo el proceso. (En áreas tales como seguridad, higiene o el medio ambiente, también puede necesitarse de las recomendaciones de especialistas competentes).

Sin embargo, la capacidad inherente del activo lo que puede hacer- es lo máximo que realmente puede proporcionar el mantenimiento. El personal de mantenimiento y de diseño, a menudo en los niveles de supervisión, tienden a ser los custodios de esta información, de modo que son piezas clave de este proceso.

Si esta información es compartida dentro de un grupo de trabajo específico, los hombres de mantenimiento comienzan a percibir con mayor claridad lo que están tratando de obtener los operadores, mientras que los usuarios logran una comprensión más clara de lo que el mantenimiento puede- y no puede- proporcionar.

➤ ¿De qué forma falla en satisfacer su función?

Es esencial que los estándares de funcionamiento usados para analizar las fallas funcionales, sean establecidos por funcionamiento, usados para analizar las fallas funcionales, sean establecidos por el personal de mantenimiento y de operaciones trabajando en forma conjunta.

➤ ¿Qué causa cada falla funcional?

Las causas de cada falla funcional generalmente son comprendidas con mayor profundidad por el personal y la supervisión de planta que operan más cerca de cada máquina (especialmente los operadores u oficiales calificados y los

técnicos que tienen que diagnosticar y reparar cada falla). En el caso de equipos nuevos, una fuente valiosa de información acerca de lo que puede fallar es un técnico de campo empleado del proveedor y que haya trabajado en equipos iguales o similares.

➤ ¿Qué sucede cuándo ocurre cada falla?

Es necesario registrar el efecto de la falla lo cual incluye:

1. La evidencia de que la falla ha ocurrido, lo que a menudo se obtiene de los operadores del equipo

2. La cantidad de tiempo que generalmente la máquina está parada cada vez que aparece la falla, también obtenido de los operadores o los supervisores de primera línea.

3. Los riesgos asociados con cada falla, que pueden necesitar asesoramiento de especialistas (especialmente relacionados con temas tales como la toxicidad e inflamabilidad de los químicos, o los riesgos asociados con elementos mecánicos como los recipientes de presión, equipos elevadores y grandes componentes giratorios).

4. Qué debe hacerse para reparar la falla, que generalmente se obtiene de los operadores u oficiales calificados o técnicos que llevan a cabo las reparaciones.

➤ ¿De qué manera afecta cada falla?

Las consecuencias de cada falla sólo puede hacerse en estrecha consulta con el personal de producción/ operaciones por las siguientes razones:

Las consecuencias para la seguridad y el medio ambiente: si los efectos de un modo de falla se explican en forma razonablemente detallada, por lo general será bastante fácil evaluar si es probable que afecte la seguridad o el medio ambiente. La mayor dificultad en esta área radica en decidir que nivel de riesgo es tolerable. La discusión de quién debería evaluar el riesgo, sugiere que esta decisión debiera ser tomada por un grupo integrado por las probables víctimas de la falla, el personal sobre el que recaiga la responsabilidad si la misma ocurriese, y si es necesario, un experto relacionado con las características específicas de la falla.

➤ Fallas ocultas:

El análisis de las funciones ocultas requiere al menos cuatro elementos de información, especialmente si se utiliza un enfoque riguroso para determinar los intervalos de búsqueda de fallas .

Esta información se resume a continuación:

1. Evidencia de falla: la primera pregunta del Diagrama de Decisión de RCM busca determinar si la pérdida de función causada por el modo de falla actuando por sí mismo, resultará evidente a los operarios en condiciones normales. Esta pregunta sólo puede ser contestada con certeza consultando a los operarios involucrados.
2. Circunstancias normales: Diferentes personas pueden asignar significados completamente distintos al término “normal” para las mismas situaciones, de modo que es sensato efectuar esta pregunta en presencia de los operadores y sus supervisores.
3. Probabilidad tolerable de una falla múltiple: esto debería ser establecido por el grupo de análisis.

4.El tiempo medio entre fallas de una función protegida: se necesita conocer si la disponibilidad deseada de un dispositivo protegido se determinará de manera rigurosa. Si esta información no fue registrada en el pasado, a veces puede obtenerse preguntando a los operadores del equipo cuán a menudo se pide al dispositivo protector actuar por la falla de la función protegida.

➤Consecuencias operacionales:

Una falla tiene consecuencias operacionales si afecta a la producción, a la calidad del producto o al servicio al cliente, o si produce un incremento de los costos, además de los costos directos de reparación.

Evidentemente, el personal que está en la mejor posición para evaluar las consecuencias son los gerentes y supervisores de operaciones, quizás con la ayuda de un contador de costos.

➤Consecuencias no operacionales:

habitualmente el personal que está en mejor posición para evaluar los costos directos de reparación son los supervisores de primera y segunda línea de mantenimiento.

➤¿Qué puede hacerse para predecir o prevenir cada falla?

La información necesaria para evaluar la factibilidad técnica de los diferentes tipos de tareas proactivas, y las preguntas claves, si no se dispone de datos actuariales ciertos para proporcionar respuestas, deben responderse nuevamente sobre la base del juicio y la experiencia, tal como sigue:

Tareas a condición: Es importante considerar tantas fallas potenciales diferentes como sea posible cuando se buscan tareas a condición. Las

posibilidades de monitoreo varían desde técnicas sofisticadas de monitoreo de condición, pasando por la calidad del producto y el monitoreo de los efectos primarios, hasta los sentidos humanos, con lo que debemos consultar con operadores, personal de mantenimiento, supervisores y, si fuese necesario, con especialistas en las distintas técnicas.

Un grupo similar debería considerar la duración y uniformidad de los intervalos P-F asociados.

La cantidad de tiempo necesaria para evitar las consecuencias de la falla (en otras palabras, el intervalo P-F neto) se establece en conjunto con los supervisores de mantenimiento y los de operaciones.

Reacondicionamiento y sustitución cíclica: en ausencia de datos históricos aceptables, las personas que por lo general es más probable que sepan si cualquier modo de falla está relacionado con la edad, y si así fuera cuándo se da y cuál es el punto donde hay un rápido incremento de la probabilidad condicional de falla, una vez más son los operarios, el personal de mantenimiento y los supervisores que estén más cercanos al activo.

Generalmente los supervisores de mantenimiento o en casos dudosos, los especialistas técnicos, son quienes deciden si es posible o no restituir al activo la resistencia original a la falla.

➤ ¿Qué sucede si no puede encontrarse una tarea proactiva aceptable?

Las dos acciones a “falta de” que se necesitan considerar son principalmente, las tareas de búsqueda de fallas y el rediseño:

Búsqueda de fallas : Si la frecuencia de la tarea de búsqueda de fallas es establecida sin un análisis riguroso del sistema protegido, la disponibilidad

deseada del sistema protector debería ser determinada por un grupo de análisis.

En ausencia de registros apropiados, el TMEF del dispositivo puede obtenerse inicialmente solicitando esta información al fabricante del dispositivo, o pidiendo a quienes en el pasado han realizado algún tipo de inspección funcional, los resultados obtenidos. Esto lo realiza un operador o una persona de mantenimiento.

Los especialistas de mantenimiento y los supervisores generalmente son las personas mejor calificadas para evaluar si es posible realizar una tarea de búsqueda de fallas.

Rediseño: Téngase en cuenta que el proceso RCM convencional sólo intenta identificar situaciones donde el rediseño es obligatorio o deseable. Los Grupos de Análisis RCM no deben intentar desarrollar diseños nuevos durante las sesiones de RCM por dos razones:

El proceso de diseño requiere de habilidades que por lo general las personas que participan en una sesión de RCM no poseen. Hecho en forma apropiada, el desarrollo de un diseño nuevo toma un tiempo enorme. Si se usa este tiempo durante las sesiones de revisión de RCM, el proceso se demora y puede paralizar el resto del programa.

(Esto no significa que los diseñadores no deban consultar a los usuarios y a quienes mantienen el activo- sino que no debe hacerse como parte del proceso de revisión RCM).

Es imposible para una persona, o aún para un grupo de personas de un departamento, aplicar el proceso RCM por sí mismos. La variedad de la información que se necesita y la diversidad de personas a las cuales se les solicitará, sugiere que puede hacerse solamente sobre la base de amplia

consulta y cooperación, especialmente entre el personal de producción/operaciones y mantenimiento. La manera más eficaz de organizar esto es con el personal clave para que aplique el proceso en pequeños grupos.

6.2 GRUPOS DE REVISION²⁶

A la luz de los temas planteados anteriormente, consideramos ahora quiénes deberían participar en un grupo típico de revisión RCM, qué hace realmente cada grupo, y qué obtendrán los participantes de este proceso.

Quiénes deberían participar

El personal que se ha mencionado más frecuentemente son los supervisores, operarios y especialistas. Esto sugiere que un grupo típico de revisión RCM debería incluir al personal indicado en la figura 15 :

Figura 15. Grupo Típico de Revisión RCM



En la práctica, los lugares de cada grupo no tienen que completarse exactamente por el mismo personal que se muestra. El objetivo es conformar

²⁶ ELLMANN, SUEIRO Y ASOCIADOS .Reliability – centred maintenance.sl .: Aladon 2004. p .270

un grupo que pueda proveer toda, o al menos la mayor parte, de la información previamente descrita. Estas personas son aquellas que tienen un conocimiento más amplio y una experiencia mayor sobre el activo y sobre los procesos de los que forma parte.

Para asegurar que se tienen en cuenta los distintos puntos de vista, este grupo debería incluir una referencia cruzada de usuarios y de mantenedores, y del personal que efectúa las tareas y quién los dirige. En general, debería consistir de no menos de cuatro y no más de siete personas, siendo ideal cinco o seis.

El grupo debe incluir los mismos individuos durante todo el análisis del activo. Si cambian las caras presentes en cada reunión, se pierde demasiado tiempo en temas ya cubiertos para el sólo beneficio de los recién llegados.

Algunas características del proceso, en donde deben participar los especialistas son:

- Los temas que tienden a ser peligrosos o medioambientalmente sensibles.
- Una forma típica de falla, tal como la fatiga o la corrosión.
- Un tipo de equipo específico, tal como los sistemas hidráulicos.
- Algún aspecto de la tecnología de mantenimiento, tal como el análisis de vibraciones o la termografía.

A diferencia de otros miembros del grupo, los especialistas sólo necesitan asistir a las reuniones en las que se discute su especialidad.

Qué hace cada grupo

El objetivo de cada grupo es usar el proceso RCM para determinar los requisitos de mantenimiento de un activo específico o una parte del proceso en particular. Bajo la conducción de un Facilitador, el grupo analiza el contexto en el cual está operando el activo, y luego completa la Hoja de información tal como ya se explicó.

La transcripción la realiza el Facilitador, de modo que los miembros del grupo no tienen que llevar ninguna clase de papel si no lo desean). Luego usan el Diagrama de Decisión de RCM para decidir como tratar cada uno de los modos de falla indicados en la Hoja de información.

Sus conclusiones se registran en las Hojas de Decisión.

A través de todo este proceso la consigna clave es el consenso. A cada miembro del grupo se lo alienta en cada etapa del proceso a contribuir en todo lo que pueda. No debería registrarse nada hasta que haya sido aceptado por todo el grupo. (El Facilitador desempeña un rol crucial en este aspecto del proceso).

Este trabajo se hace en una serie de reuniones que duran cada una alrededor de tres horas, y cada grupo se reúne en promedio de uno a cinco veces por semana.

Si el grupo incluye trabajadores por turno, las reuniones deben planearse cuidadosamente.

El activo debiera ser subdividido y asignado a los grupos de tal manera que cualquiera de ellos pueda completar en su totalidad el proceso en no menos de cinco y no más de quince reuniones- seguramente no más de veinte.

Qué obtienen los participantes del proceso

El flujo de información que tiene lugar en estas reuniones no está solamente en la base de datos. Cuando cualquier miembro del grupo efectúa una contribución, inmediatamente los otros aprenden tres cosas:

1. Más sobre el activo, más del proceso del que forma parte y más sobre lo que debe hacerse para mantenerlo trabajando. Como resultado, en lugar de tener cinco o seis personas que saben cada una un poco- a menudo sorprendentemente muy poco- del activo en revisión, la organización gana cinco o seis expertos en el tema.

2 Mas sobre los objetivos y metas de sus colegas. En particular, el personal de mantenimiento aprende más sobre lo que sus colegas de producción tratan de obtener, mientras que el personal de producción aprende mucho más sobre lo que el personal de mantenimiento puede- y no puede- ayudar a realizar.

3. Más sobre las fortalezas y debilidades individuales de cada miembro del grupo.

Se tiende a conocer más sobre las fortalezas que sobre las debilidades, lo que tiene un efecto más saludable sobre el respeto mutuo y la comprensión recíproca.

En resumen, los participantes de este proceso ganan un mejor entendimiento de:

➤ Lo que cada miembro del grupo (ellos mismos incluidos) debería estar haciendo, lo que el grupo está tratando de lograr al hacerlo y cómo está preparado cada miembro para enfrentar el intento.

➤ Esto transforma a un conjunto de individuos completamente diferentes provenientes de dos disciplinas notoriamente opuestas (operaciones y mantenimiento) en un equipo.

➤ El hecho de que cada uno de ellos haya tomado parte en la definición de los problemas e identificación de las soluciones, también promueve en los participantes un mayor sentido de pertenencia. Por ejemplo, los operadores comienzan a hablar de “sus” máquinas, mientras que el personal de mantenimiento se inclina mucho más a realizar críticas constructivas sobre “sus” programas.

➤ Este proceso ha sido descrito como “aprendizaje simultáneo”, puesto que los participantes identifican lo que necesitan aprender al mismo tiempo que lo asimilan.

Esto es mucho más rápido que el enfoque tradicional del aprendizaje, que comienza con un análisis de necesidades de entrenamiento, continúa con el desarrollo de un programa de capacitación y concluye con la presentación de los recursos de formación- un proceso que puede tomar meses.

Una limitación de este sistema de aprendizaje grupal es que a menos que se tomen acciones específicas para distribuir la información resultante, las únicas personas que se benefician directamente son los miembros del grupo.

Hay dos maneras de superar este problema, y son las siguientes:

➤ Asegurar que cualquier persona en la organización pueda tener acceso a la base de datos en cualquier momento

➤ Usar la información del proceso RCM para desarrollar cursos normales de entrenamiento.

Las reuniones de RCM también proporcionan un foro muy eficaz para que personal clave aprenda como operar y mantener un equipo nuevo, especialmente si uno de los técnicos del proveedor participa de las reuniones desarrolladas en las etapas finales de la implementación. El proceso RCM proporciona un criterio para que dichos técnicos transfieran a los miembros del grupo todo lo que saben sobre el activo de una manera ordenada y sistemática. Las hojas de trabajo de RCM permiten a la organización tener información por escrito para poder distribuirla a todo aquel que la necesite.

6.3 FACILITADORES ²⁷

Los grupos de análisis de RCM trabajan bajo la guía de especialistas en RCM , llamados facilitadores y son considerados los integrantes mas importantes en el proceso de revisión .

Su rol es asegurar que :

- El análisis de RCM se realice en el nivel correcto , que los limites del sistema sean claramente definidos , que ningún ítem importante sea pasado por alto y que los resultados del análisis sean debidamente registrados .
- RCM sea claramente comprendido y correctamente aplicado por parte de los miembros del grupo.
- El grupo llegue al consenso de forma rápida y ordenada , reteniendo el entusiasmo individual de los miembros .
- El análisis progrese razonablemente rápido y termine a tiempo .

²⁷ ELLMANN,SUEIRO Y ASOCIADOS .Reliability – centred maintenance.sl .: Aladon 2004. p .273-281

La función primaria de un facilitador es ayudar a la aplicación de la filosofía RCM, efectuando preguntas a un grupo de personas seleccionadas por su conocimiento de un activo o proceso específico, asegurando que el grupo tenga consenso en las respuestas y registrando las mismas

El facilitador contempla:

- El ritmo en el que se completa el análisis
- La actitud de los participantes hacia el proceso RCM. Esto aplica a la calidad técnica del análisis y:

Para lograr un estándar razonable un facilitador debe ser competente en 45 áreas claves:

Estas habilidades pueden ordenarse dentro de 5 categorías :

Figura 16. Habilidades que debe poseer un Facilitador



Aplicar la logica RCM

El facilitador debe asegurar que el grupo de revisión aplica correctamente el proceso de RCM lo que implica que las preguntas son formuladas correctamente y en la secuencia correcta , que son comprendidas por todos los integrantes y que se logre el consenso . acerca de las respuestas .

Dirigir el análisis

El facilitador generalmente debe :

- Preparar las reuniones : Antes de la primera reunión debe recolectar la información necesaria sobre el activo o proceso (diagramas de flujo, registros históricos, diagramas de circuitos eléctricos, neumáticos)

- Seleccionar los niveles de análisis / definir los limites : El equipo objeto de análisis deberá ser identificado durante la etapa de planeamiento , sin embargo puede darse el caso de que el quipo sea agrupado de manera diferente para llevar a cabo un análisis inteligente . El facilitador tomara la decisión final acerca de cómo se realizara este agrupamiento, definiendo los limites del análisis.

- Tratar apropiadamente los modos de falla complejos :Será el encargado de elegir al listar los modos de falla .

- Saber cuando dejar de listar los modos de falla : Saber cuando finalizar el listado de los modos de falla que pudieran provocar una falla funcional es uno de los elementos clave de una facilitación exitosa , y requiere de un juicio cuidadoso .

- Interpretar y registrar las decisiones con un mínimo lenguaje técnico :El Facilitador es el encargado de registrar las decisiones del grupo , y al hacerlo debe tener especial cuidado en que los términos técnicos utilizados sean comprendidos por todas aquellas personas que pudieran tener acceso al análisis (incluyendo auditores, ingenieros de diseño)

- Reconoce cuando el grupo no sabe : Ala hora de tomar una decisión el facilitador debe reconocer entre la inseguridad del grupo y la ignorancia.

- Evitar los intentos de rediseñar el activo durante las reuniones : Los intentos de rediseñar el activo son la perdida de tiempo mas grande de las reuniones de RCM , por lo que el facilitador debería anotar que el rediseño es obligatorio , y efectuarlo e otro momento.

- Preparar un Archivo de auditoria : El auditor necesita preparar las hojas de trabajo con un estilo claro y coherente , reuniéndolas en un Archivo formal denominado “ Archivo de auditoria” , el cual también debería contener información de apoyo tal como datos de fallas, fotografías del equipo .

- Ingresar los datos de RCM en una base de datos computarizada : lo ideal será que el facilitador ingresara los datos en el computador durante las reuniones .

DESARROLLO DE HABILIDADES EN RCM ²⁸

RCM provee una estructura común que permite a las personas de diferentes medios lograr consenso sobre temas de alta complejidad tecnica , pero que

²⁸ ELLMANN,SUEIRO Y ASOCIADOS .Reliability – centred maintenance.sl .: Aladon 2004. p .295

incorpora muchos conceptos que pueden ser nuevos para la mayoría de las personas .

La manera más rápida para que se adquirieran las destrezas necesarias es mediante un curso de entrenamiento adecuado .

La combinación mas apropiada es la siguiente :

- Personal de mantenimiento y operadores : un curso en los principios básicos de RCM que debería incorporar casos de estudio y ejercicios prácticos.
- Gerentes de mantenimiento , ingenieros, gerentes de operación , técnicos : un curso que cubra los mismos temas que el curso de especialistas y operadores , pero que también explique de que manera debe realizarse la implementación de RCM
- Facilitadores : deben iniciar en RCM a través de un curso introductorio , y luego pasar a un entrenamiento intensivo formal antes de comenzar a trabajar con los grupos . De allí en adelante la mayoría de los Facilitadores requieren ser monitoreados por un Especialista durante un periodo de pocos meses hasta que desarrollen las habilidades necesarias .

6.4 RCM PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA

HOJA DE INFORMACION :

La hoja de información es un documento que nos permite plasmar en forma ordenada , una vez definido el activo sobre el cual se realizara el análisis, las funciones primarias y secundarias , las fallas funcionales , los diferentes modos de falla y que sucede cuando ocurre una falla , que también es conocido como Efecto de la falla .

Con el fin de mantener la trazabilidad del proceso a cada función se le asigna un número , a cada falla funcional asociada a la pérdida de función una letra y a cada modo de falla un número , estableciendo así un código alfanumérico que servirá de entrada para la hoja de decisión .

Para cada modo de falla se analiza el efecto de la falla , con el fin de poder establecer estrategias que permitan minimizarlas .

HOJA DE DECISION

La hoja de decisión esta dividida en dieciséis columnas .

Las columnas F,FF y FM identifican el modo de falla que se analiza en esa línea y se utilizan para correlacionar las referencias de las hojas de información y las hojas de decisión

Las próximas diez columnas se refieren a las preguntas del Diagrama de Decisión de RCM .

Las últimas tres columnas registran la tarea que ha sido seleccionada , la frecuencia con que debe realizarse y quien debe realizarla .

La columna de Tarea Propuesta también se utiliza para registrar aquellos casos donde se requiere Rediseño , o si se ha tomado la determinación de que el modo de falla no necesita mantenimiento programado.

Una vez analizadas las Hojas de información y de Decisión , de las cuales se adjunta una parte en los Anexos C y D se determinan las principales acciones a seguir :

1. Determinar el estado actual de los transformadores .
 - Realizar estructura en Base de Datos y analizar tendencias de acuerdo a fabricantes y condiciones de operación .
2. Clasificar los transformadores por estado de Riesgo .
3. Determinar cuales son los transformadores con mayor probabilidad de salida
4. Vigilar constantemente los niveles de humedad en el aceite y tratar de disminuir las temperaturas de operación.
5. Instalar monitoreo permanente de las variables del transformador.
 - Monitoreo ON-LINE.

Sobre el tema del monitoreo de las señales del transformador podemos decir que el mismo si se realiza y las señales son enviadas a centro de control , pero no es un sistema en linea , y debido a la avalancha de señales que llega a centro de control puede pasar inadvertida .

Es por eso que se indagò sobre los sistemas de monitoreo y diagnostico ON-LINE que ofrece el proveedor Siemens y que se conocen como SITRAM y SITRAD , respectivamente .

Dentro de las características del SITRAM destacan :

- Permite el almacenamiento de los Datos de las Variables que se necesiten.
- Permite al análisis estadístico de las variables .
- Permite realizar análisis de tendencias .

- Las variables que se monitorean se pueden configurar como alarmas
- Permite la captura de datos que sirven como entrada a sistemas de supervisión .

De la misma manera el SISTRAD permite :

- Análisis del estado operativo del transformador y el diagnóstico de sus sensores
- Evalúa la capacidad de sobrecarga del transformador
- Permite el diagnóstico de fallas incipientes .

En la figura se detallan ambos sistemas .

Figura 17. Sistemas de Monitoreo y Diagnostico de Transformadores



7.0 CONCLUSIONES

- El proceso RCM provee un marco estratégico de trabajo completo para manejar fallas.
- Clasifica todas las fallas basándose en sus consecuencias. Separa las fallas ocultas, de las fallas evidentes y luego ordena las consecuencias de las fallas evidentes en un orden de importancia decreciente.
- Provee una base para decidir caso por caso, si merece la pena realizar mantenimiento proactivo.
- Sugiere que acción debe tomarse si no puede encontrarse una tarea proactiva adecuada.
- El proceso RCM permite “aprender” a conocer el equipo en forma conjunta tanto desde el punto de vista mantenimiento y operación.
- Se establece una relación armoniosa entre el personal encargado de mantener el equipo y el encargado de operarlo. Se genera mayor compromiso entre las partes.
- El conocer más en detalle el equipo, permite diagnosticar un modo de falla con mayor exactitud.
- Al participar tanto el personal de operación, como el personal de mantenimiento se genera un lenguaje común que redundará en beneficio de la vida del equipo.

BIBLIOGRAFIA

BOTERO BOTERO, Ernesto. Mantenimiento Preventivo, Posgrado en Gerencia de Mantenimiento, Universidad Industrial de Santander.

ELLMAN Y ASOCIADOS. Reliability Centred Maintenance. Sl.: Aladon 2004

ENRIQUEZ HARPER, Gilberto. Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión.

GONZALEZ BOHORQUEZ, Carlos Ramón. Principios de Mantenimiento, Posgrado en Gerencia de Mantenimiento, Universidad Industrial de Santander

GROSSO, Juan Carlos . Programa de Mantenimiento basado en RCM para los Hidrogeneradores de la Central La Guaca . Posgrado en Gerencia de Mantenimiento, Universidad Industrial de Santander. 2004

MEJIA VILLEGAS S.A. Ingenieros Consultores. Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión.

MOUBRAY Jhon. Mantenimiento: El nuevo paradigma

POWER SYSTEM DIVISION, Selection application and maintenance equipments.

ANEXOS

ANEXO A. TÉCNICA PREDICTIVA DE ULTRAVIOLETA

Las técnicas actuales de mantenimiento como son inspecciones visuales y termograficas no han sido suficientes para identificar y evaluar fallas eléctricas potenciales, específicamente la detección de efecto corona. La técnica de ultrasonido nos evidencia la zona de riesgo, sin embargo no focaliza puntualmente la afectación, como si lo hace la técnica predictiva de ultravioleta a través de una imagen. Por ello debemos buscar nuevas técnicas que nos permitan realizar intervenciones de mantenimiento basado en condición, que nos permitan incrementar la disponibilidad y confiabilidad del sistema.

Esto nos permite enfocarnos progresivamente en las herramientas predictivas, e ir desplazando actividades preventivas periódicas, de sustitución o reparación. Igualmente un aspecto muy importante a tener en cuenta es la seguridad de las personas que operan o mantienen el sistema.

Uno de los modos de falla más frecuentes es el aislamiento, que comienza con la presencia de efecto corona, teniendo en cuenta que el desarrollo de los nuevos aislamientos contemplan la utilización de epoxicos y poliméricos que han evidenciado su sensibilidad a descargas superficiales.

El desarrollo de los métodos de detección de corona ha permitido medir la radiación ultravioleta producida en una ventana de frecuencia definida por la zona, donde la radiación ultravioleta solar es filtrada por la atmósfera, de esta forma pueden visualizarse los efluvios aún con luz diurna.

Las aplicaciones de esta medición van más allá de la determinación del estado actual del aislamiento: sirve para determinar la necesidad de instalar anillos corona en líneas de 220 kV que no lo tienen, registro de descargas en conductores con hebras dañadas y cortadas o encanastilladas, descargas en herrajes con desgaste o sueltos producto de vibraciones mecánicas. También es útil en estructuras que tienen aisladores convencionales.

De las experiencias obtenidas, se recomienda que la medición se realice en horas de mayor humedad ambiental posible ya que ésta acentúa el nivel de descarga en aquellos componentes en los que algún defecto se encuentra en su etapa inicial.

¿QUE ES EL EFECTO CORONA?

Las descargas por efecto corona se producen en la proximidad de la superficie de los materiales cuando la intensidad de campo eléctrico, posee un valor tal que supera la rigidez dieléctrica del aire.

Los efluvios eléctricos comienzan cuando un electrón libre es acelerado a través de un gas por acción del campo eléctrico. Un electrón acelerado por el campo eléctrico puede adquirir energía suficiente para provocar la aparición de nuevos electrones libres. Ocasionalmente un electrón puede impactar a un átomo con la energía suficiente para excitarlo, cuando esto sucede el átomo adquiere un nivel de energía superior.

Posteriormente el conjunto de átomos excitados volverá a su estado normal, irradiando este exceso de energía en forma de luz, calor y ruido audible. Esta liberación de energía corresponde a la emisión de radiación electromagnética.

El efecto corona es la emisión de radiación, la cual en el rango de Ultravioleta posee longitudes de onda que van desde los 230 nm hasta los 450 nm.

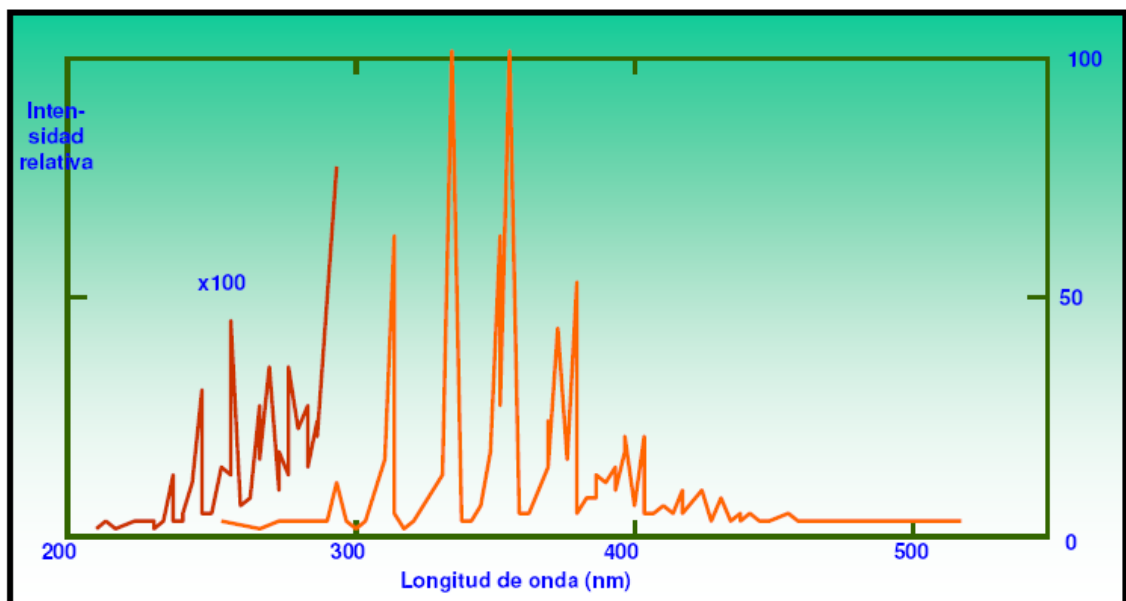


Fig. 1 - Espectro de la radiación emitida por el efecto corona

La radiación emitida por el efecto corona, cuya longitud de onda se encuentra dentro del rango de la radiación visible, tiene una intensidad mucho menor a la de la radiación que se recibe del sol, y por lo tanto resulta invisible al ojo humano durante el día.

La tecnología desarrollada por los fabricantes, permite la detección del efecto corona a plena luz solar. Mediante un filtro se logra eliminar toda la radiación que está fuera del rango de los 240 a 280 nm.



Fig. 2 - Espectro de la radiación solar superpuesto con el espectro de la radiación del efecto corona.

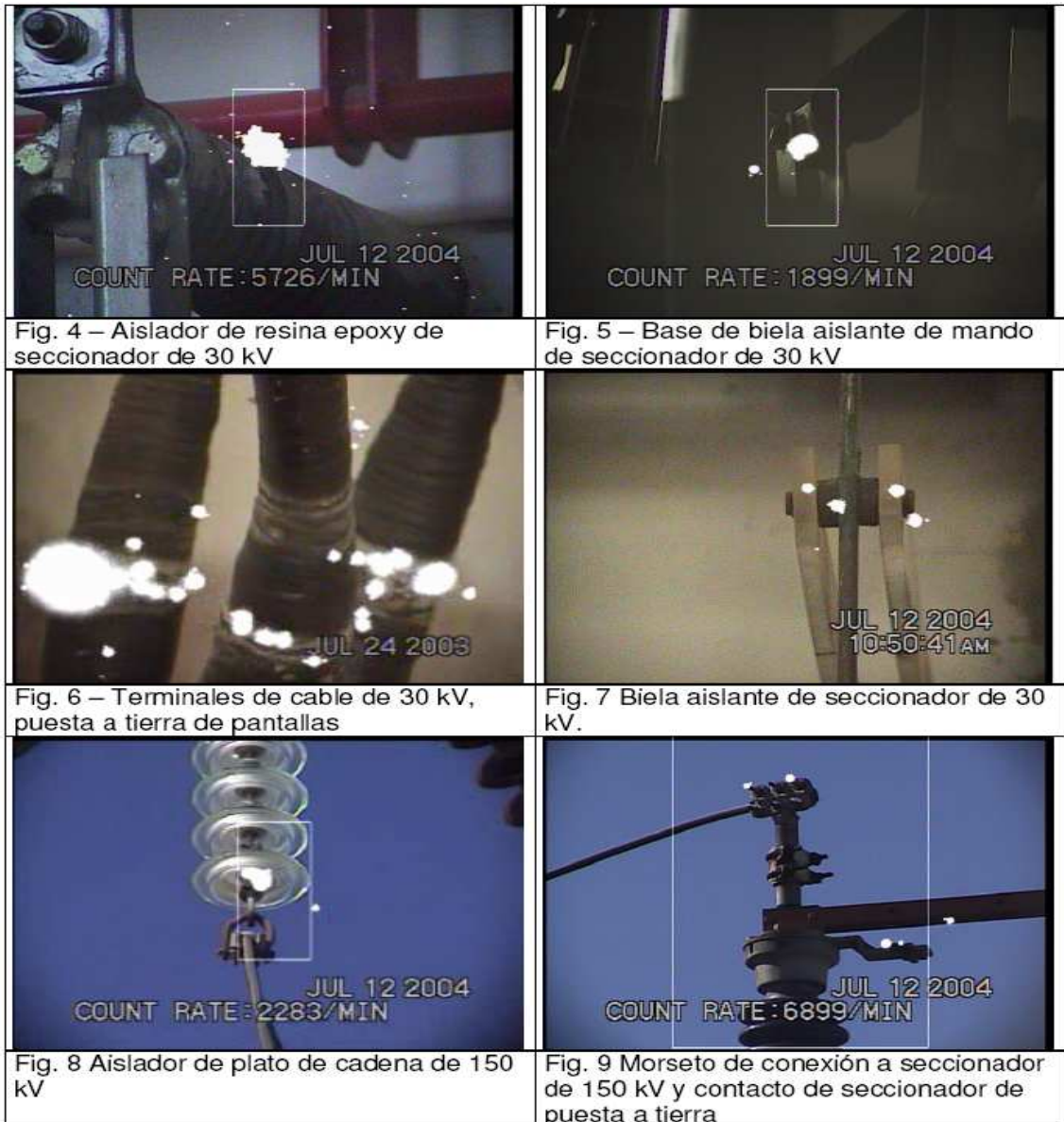
Ventajas de la técnica de ultravioleta

La apropiada detección y corrección del efecto corona es importante porque:

- El efecto corona es un indicador de posibles fallas, inminente disparo o salida de servicio de una línea o subestación.
- Evidencia daños físicos en los componentes
- Evidencia degradación de los aisladores
- Evidencia posibles instalaciones inapropiadas, falta de anillos corona
- Evidencia contaminación en equipos y componentes que ponen en riesgo el sistema.
- Permite encontrar los defectos sin tener acercamientos peligrosos a los elementos energizados.
- Es una técnica no intrusiva y rápida. Puede realizarse a cualquier hora
- La detección de efecto corona se produce en un momento en que es posible tomar acciones de diversos tipos, evitando las fallas.
- Para lograr un ambiente libre de efecto corona, se requiere un apropiado diseño de la instalación, selección adecuada de equipos de acuerdo con el nivel de tensión (aisladores, conductores, y equipos de maniobra),

realización de pruebas e inspecciones tanto en fabrica, como en su puesta en servicio.

Inspecciones reales con técnica de ultravioleta.



La aparición de nuevas tecnologías en materiales, principalmente dieléctricos, aumenta la frecuencia de algunos modos de falla, lo que implica desarrollo de nuevas tecnologías predictivas.

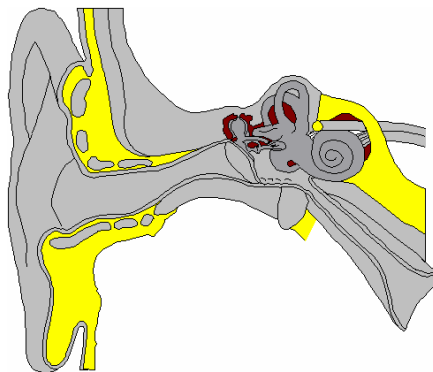
ANEXO B .TÈCNICA PREDICTIVA DE ULTRASONIDO

INTRODUCCIÓN

A través de las inspecciones eléctricas no intrusivas como el ultrasonido es posible identificar y ubicar una variedad de fallas eléctricas potenciales, específicamente corona, arco y tracking (descargas parciales). El anticiparnos a las posibles fallas de un equipo nos permite gestionar adecuadamente las intervenciones de mantenimiento. La inspección que se realiza permite detectar entre otras las fallas eléctricas en los aisladores tipo pin, los aisladores tipo disco, los pararrayos, los cortacircuitos, los bornes de los transformadores, mecanismos de accionamiento, terminales, grapas en redes eléctricas, y los tableros de control en las subestaciones, cuando se está apenas iniciando el problema, con ello se pueden controlar las fallas eléctricas potenciales que son inminentes en redes de alta tensión y permite actuar basado en la condición de los componentes y equipos del sistema analizado .

DETECCIÓN DE ARCO ELÉCTRICO, CORONA Y TRACKING

¿QUÉ ES ULTRASONIDO?



El rango audible de sonido es desde 20 Hertz hasta 20 kHz. El umbral promedio de percepción es 16,500 Hertz. Ultrasonido propagado en aire es vibración de alta frecuencia que transmite energía por desplazamiento de partículas en el aire. Tecnología de ultrasonido normalmente concierne a frecuencias desde 20,000 Hz y más.

Los instrumentos de ultrasonido son sensibles a los sonidos que no están incluidos dentro del rango auditivo humano. Un detector ultrasónico convierte

las señales de ultrasonido al rango audible humano. El mejor oído humano escucha sonidos en el rango de 20Hz a 20.000Hz (20 kHz). El rango de la mayoría de los equipos que detectan ultrasonido, comienza en 20kHz hasta 100 kHz. Un detector de ultrasonido, puede encontrar las fallas mecánicas y eléctricas de una máquina o sistema, antes de que el daño ocurra y sea más costosa su reparación. De esta manera se detectan las fallas eléctricas como es el efecto corona y las descargas por arco, a distancias seguras.



A. FALLAS ELÉCTRICAS: Las tres fallas eléctricas que pueden ser detectadas por el equipo de ultrasonido son: Corona, arco y tracking (descargas parciales).

CORONA: El efecto corona es producido por pequeños huecos de aire entre los conductores o aislamientos. El aire contiene electrones libres, que no se encuentran en órbita, y son iones negativos que se mueven adelante y atrás en campos de corriente alterna (c.a). La sobresaturación del aire en líneas de alta tensión, hace que los electrones libres choquen entre si en el aire produciendo más electrones, más iones positivos (son moléculas que poseen electrones perdidos y están polarizados) y negativos. Los iones positivos forman Ozono, el cual produce un olor fuerte y deteriora el sintético natural. Si hay humedad, se genera el ácido nitroso que deteriora el cobre. Los iones positivos producen un reflejo rojo y los iones negativos producen un reflejo azul, ambos producen una energía roja – azul emitida en frecuencias de radio AM. El movimiento rápido de los iones negativos y el movimiento lento de los iones positivos atacan la fibra de los aislamientos, destruyéndolos o produciendo una capa de

conducción en la superficie del aislamiento, este punto de conducción disminuye la distancia entre las fases o la distancia entre fase y tierra. Si el equipo no está bien ventilado, los iones en el aire reducen la fuerza dieléctrica del aire cerca del origen de la ionización.



TRACKING (Descargas Parciales): El ataque de iones, Ozono y ácido Nitroso genera unos caminos o fisuras internamente en el aislador, por donde comienzan las descargas parciales. El tracking es conocido como un “arco inicial” que conlleva a la destrucción del aislador.


ARCO: La combinación del aire conductivo y la disminución de la distancia en el aislamiento, causará arco de alta energía entre fase y fase o arco entre fase y tierra. El arco ocurre cuando la electricidad fluye a través del espacio. Los rayos, son un ejemplo de arco.

La turbulencia presentada en las moléculas del aire, cuando la electricidad salta en líneas de alto voltaje, produce una señal de ultrasonido que puede ser detectada por un equipo de ultrasonido. Este sonido será percibido como un zumbido o como un sonido de freír, cada una de las fallas eléctricas posee un sonido característico y un espectro que las identifica.

PATRONES DE LOS SONIDOS EN LAS FALLAS ELÉCTRICAS

Los sonidos de cada una de las fallas eléctricas poseen un sonido característico y un espectro que se muestran a continuación:

	<p>CORONA: El sonido es un zumbido constante. El principal armónico se encuentra en 60 Hz, el espectro de corona mostrara gran cantidad de armónicos similares al de 60 Hz. Referencia: Sin Sonido.</p>
	<p>TRACKING (Descarga Parcial): Aumenta la intensidad del sonido y luego la descarga. El sonido se caracteriza por un zumbido acompañado de burbujas que explotan. Se encontraran menos armónicos similares a los de 60 Hz.</p>

	Referencia: Sin Sonido.
	<p>ARCO: El sonido es intermitente. Se caracteriza por un sonido de fritura. Contiene muy pocos armónicos similares a los de 60 Hz.</p> <p>Referencia: Sin Sonido.</p>

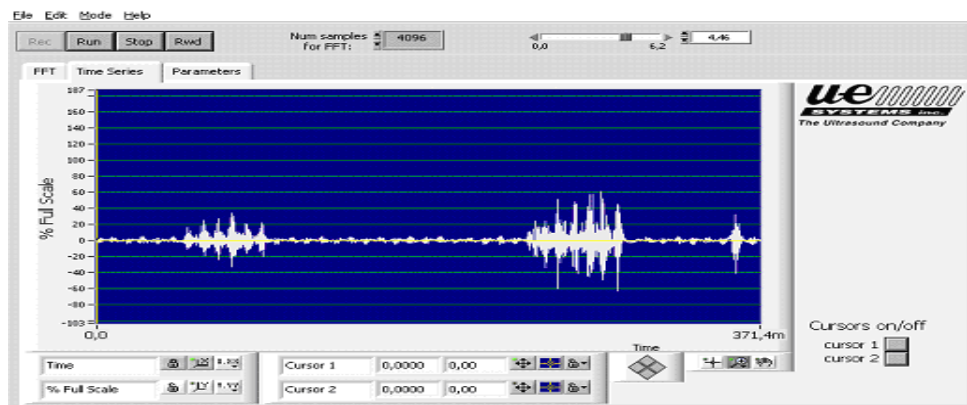
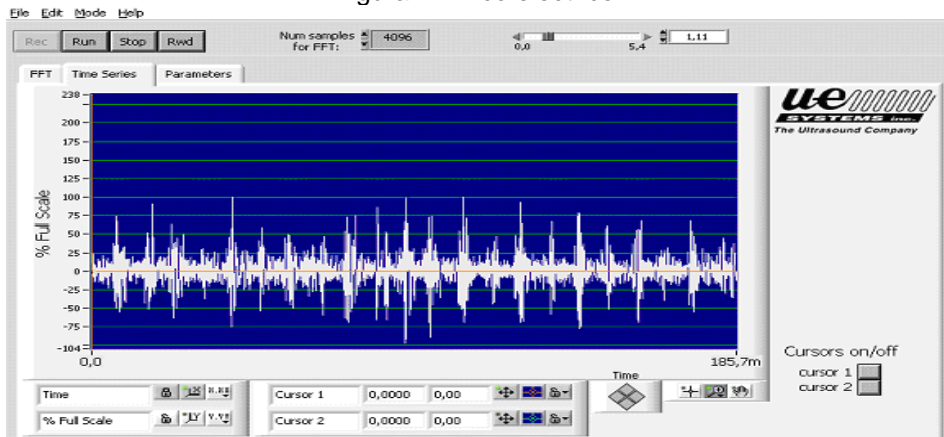
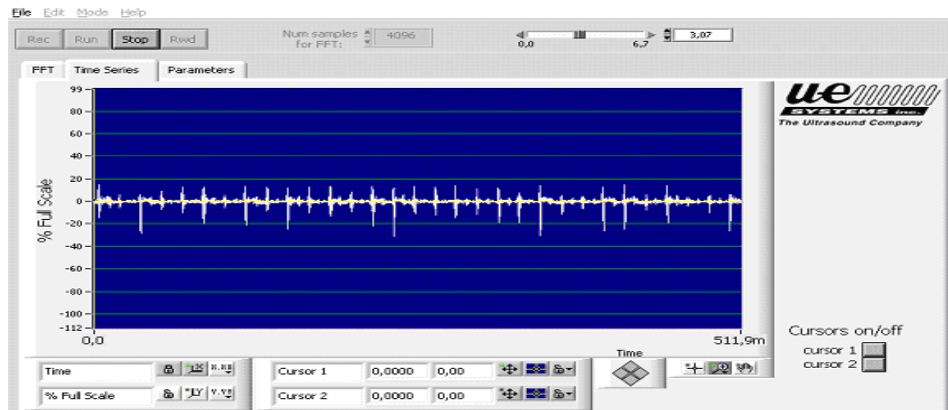


Figura 1. Arco eléctrico.





BENEFICIOS DE PRUEBAS PREDICTIVAS

- Substancialmente menos costosas que una avería o método Preventivo.
- No genera interrupción de operaciones o salidas de servicio.
- Permite identificar fallas incipientes.
- Permite mejorar la planificación de las actuaciones, optimizando recursos.

VENTAJAS DEL ULTRASONIDO

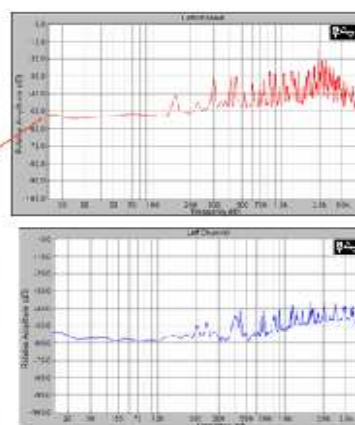
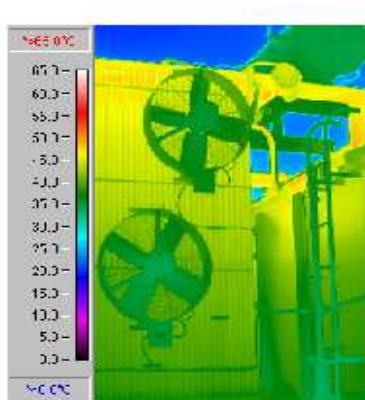
- Direccional
- Localizable
- Múltiples aplicaciones
- Utilización en todo los ambientes
- Indicación de fallas incipientes
- Soporte para otras tecnologías. No es una tecnologías excluyente
- Se integra a los programas de inspección existentes

OTRAS APLICACIONES GENERALES

- Fugas de presión y vacío
- Aire comprimido
- Intercambiadores de calor
- Tanques
- Válvulas
- Inspección mecánica
- Rodamientos
- Falta de lubricación
- Bombas
- Motores
- Cajas de engranajes
- Ventiladores
- Compresores

INSPECCION ELECTRICA

- Efectos eléctricos que emiten sonido en alta frecuencia
- Descarga por arco
- Efecto corona

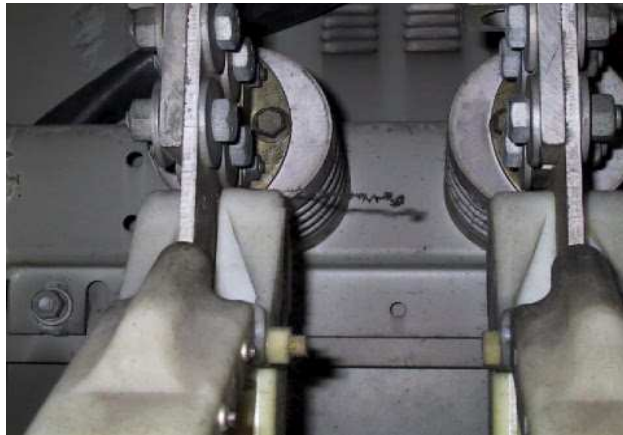


Los componentes de transformadores de potencia están muy bien cubiertos. Mediante termografía no es posible inspeccionar, se puede inspeccionar mediante ultrasonido.



Una descarga por arco o efecto corona genera un sonido ultrasónico en el lugar de la emisión. Esta descarga eléctrica se puede localizar rápidamente recorriendo el área con el equipo de ultrasonido.

La contaminación igualmente afecta la normal operación de los equipos y genera riesgos.



En la grafica se observa una línea de alta tensión, la cual presentaba un efecto corona, que provocó la desconexión del cable y se soldó en otro punto y no fue detectado por una cámara termográfica.

ANEXO C . HOJA DE INFORMACION TRANSFORMADOR DE POTENCIA

SUBSISTEMA: TRANSFORMADOR AT/MT		Ref	Revisado por	Fecha	de	
FUNCIÓN	FALLA FUNCIONAL	COD MF	MODO DE FALLO (<i>Causa de la falla</i>)	EFECTOS DE LAS FALLAS (<i>Qué sucede cuando falla</i>)		
1	Transformar variables eléctricas en un sistema trifásico de corriente alterna del nivel de AT al nivel de MT, manteniendo su capacidad nominal de potencia.	No Transforma variables eléctricas en un sistema trifásico de corriente alterna del nivel de AT al nivel de MT	1-A-7	CT tipo buje abierto por Falta de Mantenimiento	Se presenta sobretensión en los terminales secundarios del CT superando la capacidad de aislamiento de la bornera, una corriente abierta mantenida puede originar quema y conato de incendio, la corrección del daño implica la salida del activo (Trafo) para reemplazo del conexionado y cableado y pruebas a los CT's. Es evidente dependiendo si esta en servicio, y dependerá de las variables como carga del activo que permita magnificar el evento y de la operación que este asociada al núcleo que esté abierto. colocar en riesgo al activo total (Trafo) por incendio.	
			26-A-9	CT's de imagen térmica abierto por Montaje fuera de especificación	No existe transducción de I-T debido a que no circula corriente por la resistencia del Transductor, por tanto se inhibe la operación del Termómetro para la Temperatura de Devanado midiéndose solamente la Temperatura de Aceite. Se presenta sobretensión en los terminales secundarios del CT superando la capacidad de aislamiento de la bornera, una corriente abierta mantenida puede originar quema y conato de incendio, la corrección del daño implica la salida del activo (Trafo) para reemplazo del conexionado y cableado y pruebas a los CT's. Es evidente para el operador local pero no evidente para el CCC. Tiene efectos sobre la Seguridad y medio ambiente, y puede colocar en riesgo al activo total (Trafo) por incendio.	
			27-A-8	CT's abierto por Falta de Mantenimiento	No existe transducción de I-T debido a que no circula corriente por la resistencia del Transductor, por tanto se inhibe la operación del Termómetro para la Temperatura de Devanado midiéndose solamente la Temperatura de Aceite. Se presenta sobretensión en los terminales secundarios del CT superando la capacidad de aislamiento de la bornera, una corriente abierta mantenida puede originar quema y conato de incendio, la corrección del daño implica la salida del activo (Trafo) para reemplazo del conexionado y cableado y pruebas a los CT's. Es evidente para el operador local pero no evidente para el CCC. Tiene efectos sobre la Seguridad y medio ambiente, y puede colocar en riesgo al activo total (Trafo) por incendio.	

ANEXO D : HOJA DE DECISION TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Referencia de información			Evaluación de las consecuencias							Tareas " a falta de "			Tareas Propuestas	Frecuencia Inicial	A realizar por
F	FF	FM	H	S	E	O	H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	H4	H5	S4			
1	A	7	S	S			N	S					(El rediseño es Obligatorio) 1- Debe modificarse las estrategias actuales de Mtto en relación a este activo: - Verificar corrientes en secundario (display de los equipos de protección y/o medida, o en cableado si no existen equipos microprocesados). - Desarrollar planes de Capacitación y reintroducción al personal propio y externo que desarrolle la actividad. El intervalo dependerá de lo ciclos de Mtto del transformador incluyendo el Mtto de este elemento. 2 - Rediseño en Hardware - Normalizar a borneras cortocircuitables de tipo presión incluida la capacitación de montaje y uso (Tipo Wago) 3 - Rediseño de especificaciones de Compra - Incluir en la especificación técnica de compra de relés de	1 - Por una única vez 2 - Por una única vez 3 - Por una única vez	1 - Departamento de Programación 2 - Departamento de Mtto de SSEE 3 - Departamento Planificación e Ing de AT ó Departamento de Normas
26	A	9	S	S			N	S					(El rediseño es Obligatorio) 1- Debe modificarse las estrategias actuales de Mtto en relación a este activo: - Verificar corrientes en secundario (display de los equipos de protección y/o medida, o en cableado si no existen equipos microprocesados). - Desarrollar planes de Capacitación y reintroducción al personal propio y externo que desarrolle la actividad. El intervalo dependerá de lo ciclos de Mtto del transformador incluyendo el Mtto de este elemento. 2 - Rediseño en Hardware	1 - Por una única vez 2 - Por una única vez 3 - Por una única vez	1 - Departamento de Programación 2 - Departamento de Mtto de SSEE 3 - Departamento Planificación e Ing de AT ó Departamento de Normas
27	A	8	S	S			N	S					(El rediseño es Obligatorio) 1- Debe modificarse las estrategias actuales de Mtto en relación a este activo: - Verificar corrientes en secundario (display de los equipos de protección y/o medida, o en cableado si no existen equipos microprocesados). - Desarrollar planes de Capacitación y reintroducción al personal propio y externo que desarrolle la actividad. El intervalo dependerá de lo ciclos de Mtto del transformador incluyendo el Mtto de este elemento. 2 - Rediseño en Hardware - Normalizar a borneras cortocircuitables de tipo presión incluida la capacitación de montaje y uso (Tipo Wago)	1 - Por una única vez 2 - Por una única vez 3 - Por una única vez	1 - Departamento de Programación 2 - Departamento de Mtto de SSEE 3 - Departamento Planificación e Ing de AT ó Departamento de Normas