

PILOTO DE MANTENIMIENTO BASADO EN LA CONFIABILIDAD RCM PARA
EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 10 MVA DE LA SUBESTACIÓN
ARAUCA DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA ENELAR E.S.P.

OPNER BENJAMÍN ACEVEDO ANCHICOQUE

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO-MECANICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA

2020

PILOTO DE MANTENIMIENTO BASADO EN LA CONFIABILIDAD RCM PARA
EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 10 MVA DE LA SUBESTACIÓN
ARAUCA DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA ENELAR E.S.P.

OPNER BENJAMÍN ACEVEDO ANCHICOQUE

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

Director:

JOSÉ LUIS GARZÓN WILCHES

Especialista En Sistemas de Transmisión y Distribución De Energía Eléctrica

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO-MECANICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA

2020

A Dios todo poderoso, porque nos da vida y salud en abundancia para lograr nuestros objetivos. Y a mis padres porque siempre han estado a mi lado con su apoyo incondicional.

Agradecimientos a la Empresa de energía de Arauca porque nos brindó el espacio de capacitarlos y formarnos académicamente, especialmente a los líderes del proceso técnico porque nos facilitaron la información necesaria y el tiempo para tal fin.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	13
1. EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA ENELAR E.S.P.	14
1.1 DESCRIPCIÓN DE LA COMPAÑÍA.....	14
1.1.1 Origen y Reseña Histórica	14
1.1.2 Misión y Visión	14
1.1.3 Valores Corporativos	15
1.1.4 Sistemas de Gestión	16
1.1.5 Sistema de Distribución Eléctrico de Enelar E.S.P.	16
1.1.6 Procesos de Operación y Mantenimiento en la Empresa	20
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	36
1.3 OBJETIVOS.....	37
1.3.1 Objetivo General	37
1.3.2 Objetivos Específicos.....	37
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	38
2. MARCO TEÓRICO	40
2.1 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE ALTA TENSIÓN	40
2.1.1 Equipos de Alta Tensión	41
3. MARCO CONCEPTUAL	52
3.1 EL MANTENIMIENTO	52
3.1.1 Desarrollo del Mantenimiento a Trávez de la Historia.....	52
3.2 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD RCM	59
3.2.1 Objetivo de la Metodología Basada en RCM.	60
3.2.2 Contexto Operacional	61
3.2.3 Las Siete Preguntas Básicas del RCM	62
3.2.4 Fallas Funcionales.	62
3.2.5 Modos de Fallas.....	63
3.2.6 Efectos de las Fallas.....	64
3.2.7 Consecuencias de las Fallas	64
3.2.8 Tareas Proactivas	67
3.2.9 Acciones de Omisión	71
3.2.10 Selección de las Tareas de RCM.....	71
3.3 CONTROL DE LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO	74
3.3.1 El Presupuesto.....	74
3.3.4 Costo/Beneficio de la Implementación.....	76
4. MARCO LEGAL.....	78
5. CASO BASE DE ESTUDIO	79
5.1 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	79
6. DISEÑO DEL PROCESO DE RCM	82

6.1 PLANIFICACIÓN	82
6.2 GRUPOS DE REVISIÓN	90
6.3 FACILITADORES	94
6.3.1 Aplicar la Lógica RCM	95
6.3.2 Dirigir el Análisis	95
6.3.3 Desarrollo de Habilidades en RCM.....	97
6.4 RCM PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA	98
6.4.1 Hoja de Información	98
6.4.2 Proceso de Decisión del RCM	99
CONCLUSIONES	102
BIBLIOGRAFÍA.....	104
ANEXOS.....	105

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Logo de la empresa.	15
Figura 2. Sistemas de Gestión Certificados.	16
Figura 3. Líneas de subtransmisión y subestaciones eléctricas de Arauca.	17
Figura 4. Sistema eléctrico georreferenciado de Arauca.	17
Figura 5. Diagrama unifilar del sistema de subtransmisión de energía eléctrica.	18
Figura 6. Personal técnico e ingeniero CCA.	21
Figura 7. Automatización de equipos.	21
Figura 8. Trabajos de Calidad de la potencia.	22
Figura 9. Calidad del servicio.	22
Figura 10. Reposición de posteria.	29
Figura 11. Reparación de transformadores de distribución.	29
Figura 12. Mantenimiento de línea viva.	30
Figura 13. Trabajos de núcleos.	30
Figura 14. Vehículos de apoyo.	31
Figura 15. Trabajos de servidumbre SDL.	31
Figura 16. Trabajos de servidumbre STR.	32
Figura 17. Reposición de posteria y estructuras.	32
Figura 18. Trabajos de mantenimiento de SE.	33
Figura 19. Proceso de Generación, transmisión, distribución y comercialización de Energía Eléctrica.	41
Figura 20. Transformadores de potencia de 10 MVA.	43
Figura 21. Flujo típico del aceite.	45
Figura 22. Asignación de medios y mecanismos de refrigeración.	46
Figura 23. Evolucionaron de las expectativas del mantenimiento.	55
Figura 24. Visión cambiante sobre las fallas de los equipos.	57
Figura 25. Técnicas cambiantes de mantenimiento.	58
Figura 26. Intervalo P-F.	68
Figura 27. Falla a intervalos regulares.	68
Figura 28. Probabilidad condicional de la falla con relación a la edad.	69
Figura 29. Diagrama unifilar sistema de interconexión de la SE Arauca.	80
Figura 30. Equipos de patio SE Arauca.	81
Figura 31. Grupo típico de revisión de RCM.	90
Figura 32. Diagrama de decisión RCM.	99

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Indicador SAIDI y SAIFI en el departamento.	25
Gráfica 2. Indicador SAIDI y SAIFI zona centro.	26
Gráfica 3. Indicador SAIDI y SAIFI zona norte.	27
Gráfica 4. Indicador SAIDI y SAIFI zona sur.	27
Gráfica 5. Mediana para tiempo de atención de fallas.	34
Gráfica 6. Mediana para tiempo de atención de fallas.	35
Gráfica 7. Tiempo promedio de reparación.	36
Gráfica 8. Avance del plan de mantenimiento.	36

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Subestaciones eléctricas de ENELAR ESP.	18
Tabla 2. Líneas de subtransmisión eléctricas de ENELAR ESP.	19
Tabla 3. Transformadores de distribución de ENELAR ESP.	19
Tabla 4. Indicador SAIDI y SAIFI por alimentador.	25
Tabla 5. Clases de enfriamiento, descripción de letras.	47
Tabla 6. Ficha técnica del transformador.	80
Tabla 7. Eventos que afectaron la línea a 34.5kV Caño Limón - Arauca 1 y 2	81
Tabla 8. Planilla de información RCM.	98
Tabla 9. Planilla de decisión RCM	100

ANEXOS

Anexo 1. Ejemplo práctico del análisis de modo de falla y efecto para una (1) función del caso base de estudio.....	105
--	-----

RESUMEN

TÍTULO:

PILOTO DE MANTENIMIENTO BASADO EN LA CONFIABILIDAD RCM PARA EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 10 MVA DE LA SUBESTACIÓN ARAUCA DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA ENELAR E.S.P.*

AUTOR:

OPNER BENJAMÍN ACEVEDO ANCHICOQUE**

PALABRAS CLAVES:

Subestaciones, Mantenimiento, Basado, Confiabilidad, Transformadores, Alta, Media, Tensión. Modo de Falla y Efecto de Falla.

DESCRIPCIÓN:

Esta monografía muestra el diseño de un piloto de mantenimiento basado en la confiabilidad RCM para el transformador de potencia de 10 MVA de la subestación Arauca de la empresa de energía de Arauca ENELAR E.S.P. Tiene como propósito alcanzar las metas de disponibilidad operacional y confiabilidad del servicio sugeridas para este equipo cumpliendo con la normatividad establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, con el fin de conseguir la satisfacción de las partes interesadas que conforman esta organización.

Se expone en primer lugar la historia de ENELAR E.S.P., su misión, visión, valores corporativos y sistemas de gestión implementado para el control de calidad de sus procesos. También se describe brevemente como se encuentra constituido el sistema eléctrico de la empresa.

Luego se relacionan los equipos que componen una subestación eléctrica, sus funciones y clasificaciones de acuerdo a su construcción, diseño, uso del activo, entre 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 cuál de ellos se concentrara el análisis de esta investigación.

Seguidamente se prosigue con la evolución y etapas del mantenimiento y se hace énfasis en el mantenimiento centrado en la garantía de funcionamiento o también llamado RCM, las preguntas básicas, el contexto operacional, y los grupos de análisis.

Por último, se analiza la estrategia para el diseño del modelo de mantenimiento centrado en la confiabilidad al transformador de potencia estableciendo el contexto operacional, basados en la información recopilada en el análisis de los modos y efectos de las fallas, en las hojas de información y de decisión, con el fin de diseñar las tareas proactivas a seguir.

* Monografía de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento. Director: José Luis Garzón Wilches. Especialista en sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica.

ABSTRACT

TITLE:

MAINTENANCE PILOT BASED ON RCM RELIABILITY FOR THE 10 MVA POWER TRANSFORMER AT THE ARAUCA SUBSTATION OF THE ARAUCA ENERGY COMPANY ENELAR E.S.P.*

AUTHOR:

OPNER BENJAMÍN ACEVEDO ANCHICOQUE**

KEYWORDS:

Substations, Maintenance, Based, Reliability, Transformers, High, Medium, Voltage. Failure Mode and Failure Effect.

DESCRIPTION:

This monograph shows the design of a maintenance pilot based on RCM reliability for the 10 MVA power transformer of the Arauca substation of the Arauca energy company ENELAR E.S.P. Its purpose is to achieve the goals of operational availability and service reliability suggested for this equipment, complying with the regulations established by the Energy and Gas Regulation Commission, in order to achieve the satisfaction of the interested parties that make up this organization.

First, the history of ENELAR E.S.P., its mission, vision, corporate values and management systems implemented for the quality control of its processes is exposed. It is also briefly described how the electrical system of the company is constituted.

Then the equipment that makes up an electrical substation, their functions and classifications according to their construction, design, use of the asset, among others, are listed. Subsequently, the current organization of the maintenance of equipment of the high voltage system is described, the strategies, the human resources involved, the indicators that characterize the process and a historical analysis of equipment failures is carried out to determine on which of them the analysis will focus. of this research.

Next, the evolution and maintenance stages are continued and emphasis is placed on maintenance focused on the guarantee of operation or also called RCM, the basic questions, the operational context, and the analysis groups.

Finally, the strategy for the design of the maintenance model focused on the reliability of the power transformer is analyzed, establishing the operational context, based on the information collected in the analysis of the modes and effects of the failures, in the information sheets and decision, in order to design the proactive tasks to follow.

*Monograph

**Physical – Mechanical Faculty. Maintenance Management Specialization. Director: Jose Luis Garzon Wilches. Specialist in Electric Power Transmission and Distribution Systems.

INTRODUCCIÓN

El gran desarrollo industrial de las últimas décadas del país, sumado al acelerado aumento de la población, han incrementado en gran medida la demanda de energía eléctrica como un índice de desarrollo en la economía, lo que obliga al crecimiento en los sistemas de potencia, el cual ha tornado un proceso de mejora continua en sus procesos especialmente en lo técnico.

Por su lado la empresa ENELAR E.S.P., se ha interesado en mejorar la eficiencia de sus procesos, por tanto, debe utilizar herramientas modernas que le permita analizar el sistema actual para emprender programas de expansión necesarios para atender la demanda con una mejor calidad del servicio a sus clientes.

Es por esta razón, uno de los procesos con mayores oportunidades de mejora son sus activos, de donde nace la necesidad del área técnica y operativa de implementar la gestión de los mismos para mantenerlos de la mejor manera posible en estado de disponibilidad operacional, con tiempos medios entre fallas prolongados y tiempos de mantenimientos reducidos que garanticen su funcionamiento.

Hasta este momento las estrategias de mantenimiento que se desarrollan para los equipos de potencia de las subestaciones son más reactivas (atención de fallas y emergencias) ejecutadas en su mayoría por contratistas, pero con la supervisión de un equipo técnico de la empresa con amplia experiencia.

Ante este panorama, se propone ir un paso adelante para buscar una estrategia de mantenimiento revisando las pautas que ofrece una nueva metodología de mantenimiento que mejora la habilidad del sistema de potencia para cumplir su función como lo es el mantenimiento centrado en confiabilidad RCM., siendo primordial su implementación para el logro de los objetivos estratégicos de la organización.

1. EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA ENELAR E.S.P.

1.1 DESCRIPCIÓN DE LA COMPAÑÍA

1.1.1 Origen y reseña histórica. La empresa de energía eléctrica de Arauca – ENELAR E.S.P. Fue creada mediante Acuerdo 004 de 1985 del Consejo Intendencial de Arauca, como una entidad descentralizada con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonio propio, como soporte institucional para la prestación del servicio de energía eléctrica a los Araucanos, teniendo como referente el inicio en la explotación del complejo petrolífero de Caño Limón y la interconexión al Sistema Interconectado Nacional -SIN- a través de la Línea Bucaramanga – Caño Limón - Arauca, aprobada por el Consejo de Ministros el 03 de diciembre de ese año, ante la necesidad de garantizar el suministro de energía necesario para la actividad petrolífera que en gran escala se iniciaba en la entonces Intendencia Nacional de Arauca.

1.1.2 Misión y visión

- **Misión:** Somos una empresa industrial y comercial del estado de orden departamental, dedicada a la prestación de servicios en las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica para contribuir a mejorar la calidad de vida de nuestros usuarios y al desarrollo sostenible del territorio.
- **Visión:** Para el año 2025 ENELAR E.S.P. Será una empresa rentable y productiva, modelo en la distribución y comercialización de energía eléctrica para el beneficio de la comunidad Araucana.

Figura 1. Logo de la empresa.



Fuente. Cortesía ENELAR ESP.

1.1.3 Valores corporativos. En cumplimiento de su misión institucional y en la búsqueda del mejoramiento continuo del servicio que presta, presenta el Código de Integridad, con el cual se busca orientar el comportamiento humano, que debe representar la conducta de los servidores públicos en el desarrollo de sus actividades diarias. Para esto diseñó una encuesta diligenciada por todos, que permitió identificar los principales valores vistos desde la perspectiva de cada servidor, permitiendo desarrollar estrategias y acciones dirigidas a fortalecer una cultura organizacional orientada al servicio, la integridad, la transparencia y rechazo a la corrupción, mediante la apropiación de valores y generación de cambio comportamental. Como resultado se definieron cinco valores institucionales:

- **Honestidad:** Actúo siempre con fundamento en la verdad, cumpliendo mis deberes con transparencia y rectitud, y siempre favoreciendo el interés general.
- **Respeto:** Reconozco, valoro y trato de manera digna a todas las personas, con sus virtudes y defectos, sin importar su labor, su precedencia, títulos o cualquier otra condición.
- **Compromiso:** Soy consciente de la importancia de mi rol como servidor público y estoy en disposición permanente para comprender y resolver las necesidades de las personas con las que me relaciono en mis labores cotidianas, buscando siempre mejorar su bienestar.
- **Solidaridad:** Brindo mi ayuda a las personas cuando lo necesitan sin esperar algo a cambio, entendiendo que hago parte de una comunidad.

- **Lealtad:** Obro de acuerdo a los principios éticos, morales, culturales, ecológicos y a las normas colombianas e institucionales.

1.1.4 Sistemas de gestión. Se adopta para la Empresa de Energía de Arauca ENELAR E.S.P, el Sistema de Gestión de Calidad y la Norma Técnica de Calidad en la Gestión Pública, NTC GP 1000:2009, establecidas por el Decreto 4485 de 2009, se crea para su desarrollo el “Comité de Gestión de Calidad” con funciones reguladas en esta misma norma.

A continuación, se relacionan los procesos que conforman el alcance de la certificación del sistema de Gestión de calidad a corte de 2020:

- Medición y registró,
- Reporte y atención de las interrupciones del sistema eléctrico de distribución del departamento de Arauca,
- Mantenimiento del sistema eléctrico de distribución y comercialización de energía eléctrica.

Figura 2. Sistemas de Gestión Certificados.

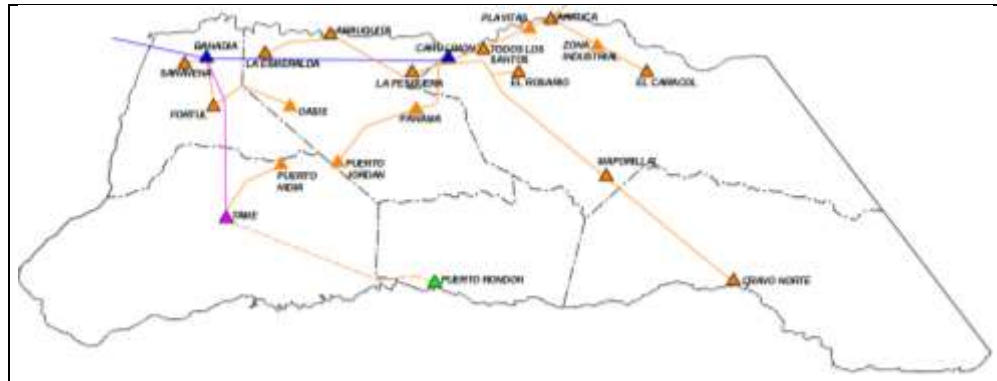


Fuente. Cortesía ENELAR ESP.

1.1.5 Sistema de distribución eléctrico de ENELAR E.S.P. El suministro de energía eléctrica llega al Departamento de Arauca a través de la línea de transmisión a 230KV que parte desde la subestación Los Palos (Bucaramanga) y llega a las subestaciones de Banadía y Caño Limón en el Departamento de Arauca, la cual es propiedad de ISA S.A.

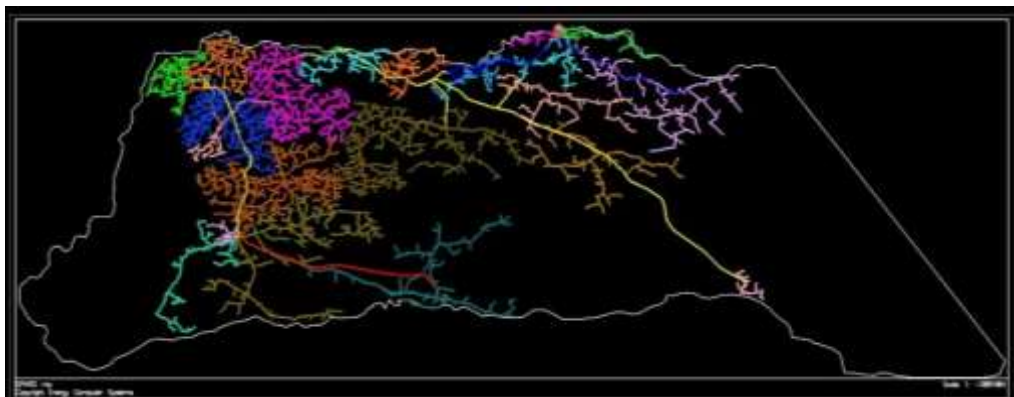
A partir de las subestaciones de Banadía y Caño Limón, se derivan las líneas de subtransmisión a 34.5kV y 115 kV a las diferentes subestaciones eléctricas y las redes de distribución en media y baja tensión es el sistema eléctrico mediante el cual se presta el servicio de energía a los usuarios del departamento de Arauca.

Figura 3. Líneas de subtransmisión y subestaciones eléctricas de Arauca.



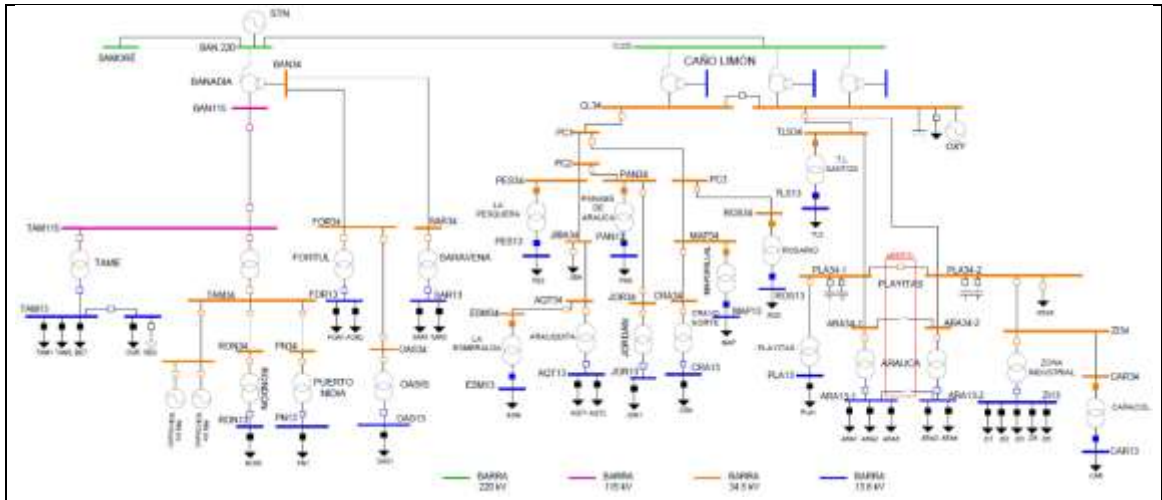
Fuente. Informe de gestión área técnica 2020 ENELAR ESP.

Figura 4. Sistema eléctrico georreferenciado de Arauca.



Fuente. Software SPARD®-Distribution, ENELAR E.S.P.

Figura 5. Diagrama unifilar del sistema de subtransmisión de energía eléctrica.



Fuente. Informe de gestión área técnica 2020 ENELAR ESP.

El sistema eléctrico del departamento de Arauca cuenta con la siguiente infraestructura:

Tabla 1. Subestaciones eléctricas de ENELAR ESP.

ITEM	SUBESTACIÓN	POTENCIA NOMINAL (MVA)	AÑO ENTRADA EN OPERACIÓN
1	Arauca	30,5	1988
2	Playitas	12,5	2015
3	Todos Los Santos	0,5	1993
4	El Rosario	1	2006
5	El Caracol	1,25	2006
6	Maporillal	1	2009
7	Arauquita	6,25	1990
8	La Pesquera	2	1993
9	Saravena	12,5	1989
10	Fortul	12,5	1992
11	Tame	30	1992
12	Panamá de Arauca	2	2000
13	La Esmeralda	2	2003
14	Cravo Norte	2	2007
15	Puerto Rondón	2	2007
16	Puerto Jordán	2	2019
17	Oasis	2	2019
18	Zona Industrial	6,25	2018
19	Puerto Nidia	2	2019
-	Total	130,25	-

Fuente. Informe de gestión área técnica 2020 ENELAR ESP.

19 subestaciones eléctricas, de las cuales 7 están localizadas en los cascos

urbanos y las demás se encuentran en la zona rural y centros poblados.

Tabla 2. Líneas de subtransmisión eléctricas de ENELAR ESP.

ITEM	NOMBRE DE LÍNEA	TENSIÓN DE OPERACIÓN (KV)	LONGITUD (KM)
1	Caño Limón – Arauca 1	34.5	44
2	Caño Limón – Arauca 2	34.5	44
3	Arauca - El Caracol	34.5	54
4	Caño Limón - Arauquita	34.5	45
5	Caño Limón - Cravo Norte	34.5	130,4
6	Línea del Rosario	34.5	11,72
7	Caño Limón - Panamá de Arauca	34.5	43
8	Panamá de Arauca - Puerto Jordán	34.5	25
9	Arauquita - La Esmeralda	34.5	24,5
10	Fortul - Oasis	34.5	40
11	Banadía - Fortul	34.5	18
12	Banadía - Saravena	34.5	8
13	Banadía - Tame	115.0	60
14	Tame - Puerto Rondón	34.5	70
15	Tame - Puerto Nidia	34.5	32,61
-	Total	-	650,23

Fuente. Informe de gestión área técnica 2020 ENELAR ESP.

650.23 kilómetros de líneas de subtransmisión en niveles de tensión de 115 KV y 34.5 KV, para transportar la energía desde el Sistema de Transmisión Nacional hasta los diferentes municipios del departamento de Arauca.

5.302 kilómetros de red en media tensión, 3.870 kilómetros de red de baja tensión.

Tabla 3. Transformadores de distribución de ENELAR ESP.

ITEM	MUNICIPIO	TRIFÁSICO	MONOFÁSICO	TOTAL
1	ARAUCA	720	1015	1735
2	ARAUQUITA	307	2155	2462
3	SARAVENA	350	579	929
4	FORTUL	100	800	900
5	TAME	310	2055	2365
6	RONDON	39	175	214
7	CRAVO NORTE	42	32	74
-	TOTAL	1868	6811	8679

Fuente. Informe de gestión área técnica 2020 ENELAR ESP.

Y 8.679 transformadores de distribución, que permiten distribuir la energía al usuario final en los cascos urbanos y sector rural de los diferentes municipios.

1.1.6 Procesos de operación y mantenimiento en la empresa. La operación, hace referencia a la administración del sistema eléctrico, a través del centro de control Arauca –CCA., ubicado en la subestación Arauca, el cual constituye una herramienta importante para lograr una adecuada programación, ejecución, reporte y control de las maniobras teniendo en cuenta la regulación vigente. Esto lo hace mediante un monitoreo permanente de las señales y alarmas provenientes de las demás subestaciones no asistidas, que cuentan con sistemas de comunicaciones que permiten conocer estos parámetros eléctricos en tiempo real, luego son recopilados por sistemas informáticos como el SPARD®-OMS y posteriormente analizados por los ingenieros que allí laboran permanentemente y ante cualquier anomalía o falla presentada en alguno de los equipos instalados en estas subestaciones telecontroladas, se presta la atención primaria por las cuadrillas de operación, las cuales son responsables de tomar las medidas del caso.

1.1.6.1 La operación. En el desarrollo del proceso de operación, se encuentran en ejecución los siguientes proyectos:

OPERACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE ENELAR E.S.P. DEL DEPARTAMENTO DE ARAUCA - AÑO 2020, por valor de 1,093 millones de pesos, mediante el cual se dispone de todo el personal técnico y logística necesaria para la operación del centro de control de Arauca – CCA, con un avance del 40% del proyecto.

Figura 6. Personal técnico e ingeniero CCA.



Fuente. Informe de gestión área técnica 2020 ENELAR ESP.

AUTOMATIZACIÓN Y EQUIPOS DE CONTROL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA ENELAR E.S.P. AÑO 2020, por valor de 299 millones de pesos, mediante el cual se pretende automatizar los equipos de la empresa y así mejorar la productividad, efectividad y la mejora continua del sistema.

Figura 7. Automatización de equipos.



Fuente. Informe de gestión área técnica 2020 ENELAR ESP.

MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD Y CONTINUIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA EN LOS SDL DEL DEPARTAMENTO DE ARAUCA, por valor de 999 millones de pesos, mediante el cual se pretende mejorar el sistema de distribución local con la instalación de dispositivos que permitan monitorear, identificar y despejar fallas que se presenten, asegurando que el menor número

de usuarios en lo posible se vea afectado e identificar los sitios con fallas para corregirlas y reestablecer el servicio lo más rápido posible.

Figura 8. Trabajos de Calidad de la potencia.



Fuente. Informe de gestión área técnica 2020 ENELAR ESP.

SISTEMA DE MEDICIÓN Y REGISTRO DE CALIDAD DE POTENCIA, AÑO 2020, por valor de 200 millones de pesos, mediante el cual se pretende atender y cumplir con lo señalado en la regulación vigente. Para ello se requiere continuar con la instalación, montaje, pruebas y puesta en servicio de equipos de medida y analizadores de red, que permitan medir la calidad de la potencia entregada.

Figura 9. Calidad del servicio.



Fuente. Informe de gestión área técnica 2020 ENELAR ESP.

MEJORA EN LA ATENCIÓN DE FALLAS CCA - OPTIMIZACIÓN DEL CONTACT CENTER SPARD®, la Empresa de Energía de Arauca - ENELAR E.S.P. inició la implementación del Centro de atención de llamadas para el

reporte de fallas lo que permitirá:

- Responder adecuadamente las incidencias e interrupciones del servicio,
- Mejorar los indicadores de calidad,
- Tener disponibilidad de información histórica confiable de atención de clientes para propósitos de estadística, reportes, y optimización de procesos y operaciones,
- Lograr un mejoramiento en la calidad del servicio que se presta.

Dentro de las actividades a ejecutar en este proyecto se encuentran:

Implementación del SPARD® OMS Visor. La optimización de interfaz gráfica de SPARD® Contact Center y actualización del servidor. Integración de mensajería unificada (Web Chat) a la operación del Contact Center. Integración de Aplicación para la Administración de Redes Sociales (Community Manager) en la operación del Contact Center. Marcador progresivo con funcionalidad de IVR. Módulo de encuestas por IVR. Módulo de envío masivo de mensajes de texto. Por valor de \$83 millones de pesos.

En resumen, durante los primeros cuatro meses del 2020, se han asignado recursos por valor de 2.674 millones de pesos, destinados a la operación del sistema eléctrico del departamento de Arauca.

1.1.6.2 Indicadores del proceso de operación. Los indicadores del proceso de operación usados para sistemas de distribución y que involucran el número de usuarios evaluados que ayudan a establecer un análisis con respecto a la población directamente implicada se relacionan a continuación¹.

- **SAIFI** “System Average Interruption Frequency Index”. Frecuencia promedio de interrupciones por usuario. Establece la frecuencia de interrupción por usuario.

¹ NEPLAN, «Guía del usuario NEPLAN V5. Análisis de confiabilidad».

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n (F_i * N_i)}{\sum_{i=1}^n N_i}$$

Donde:

F_i : representa la frecuencia de interrupción del elemento i ,

N_i : es el número de clientes asociados a la carga i ,

i : hace referencia a las cargas del sistema.

- **SAIDI** “System Average Interruption Duration Index”. Tiempo promedio de interrupciones por usuario. Representa el tiempo promedio de interrupción del servicio para cada uno de los usuarios del sistema.

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_i * N_i)}{\sum_{i=1}^n N_i}$$

Donde:

Q_i : es el tiempo de interrupción o tiempo fuera de servicio del elemento i ,

N_i : es el número de clientes asociados a la carga i ,

i : hace referencia a las cargas del sistema.

- **CAIDI** “Client Average Interruption Duration Index”. Este indicador establece una relación directa entre la frecuencia de falla estimada y el tiempo promedio de duración de la misma para cada usuario del sistema.

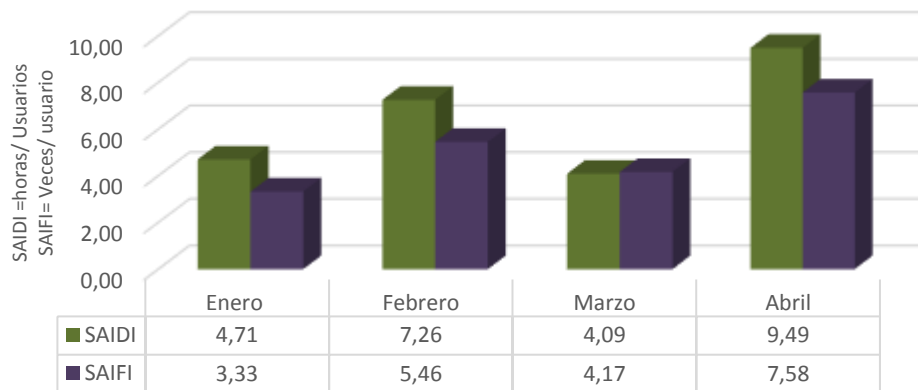
$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

Para el primer trimestre del 2020, los indicadores del proceso alcanzaron los siguientes valores:

En la gráfica 1, se muestra los indicadores SAIDI y SAIFI acumulados al mes de

abril para el departamento de Arauca. Teniendo en cuenta la meta anual estimada de SAIDI = 114 y SAIFI = 75, se evidencia que de seguir con el promedio mensual que se lleva, a final del año se cumplirá la meta.

Gráfica 1. Indicador SAIDI y SAIFI en el departamento.



Fuente. Informe de gestión área técnica 2020 ENELAR ESP.

En la tabla 4, se muestra en indicador SAIDI y SAIFI por cada alimentador a 13.2 kV del departamento de Arauca.

Tabla 4. Indicador SAIDI y SAIFI por alimentador.

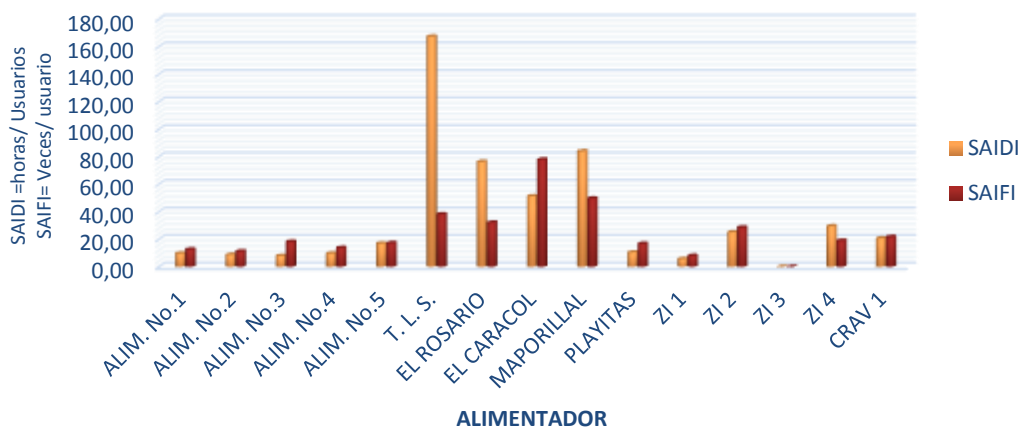
SUBESTACIÓN	NOMBRE DEL CIRCUITO	TOTAL	
		SAIDI	SAIFI
ARAUCA	ALIM. No.1	9,74	12,62
ARAUCA	ALIM. No.2	8,78	11,21
ARAUCA	ALIM. No.3	7,94	18,21
ARAUCA	ALIM. No.4	9,69	13,78
ARAUCA	ALIM. No.5	16,97	17,34
TODOS LOS SANTOS	T. L. S.	167,42	38,13
EL ROSARIO	EL ROSARIO	76,37	32,14
EL CARACOL	EL CARACOL	51,26	78,03
MAPORILLAL	MAPORILLAL	84,06	49,72
PLAYITAS	PLAYITAS	10,49	16,78
ZONA INDUSTRIAL	ZI 1	5,65	8,00
ZONA INDUSTRIAL	ZI 2	25,16	28,61
ZONA INDUSTRIAL	ZI 3	0,00	0,00
ZONA INDUSTRIAL	ZI 4	29,54	18,93

CRAVO NORTE	CRAV 1	20,70	21,75
ARAUQUITA	AQ - IP15-2	19,71	34,42
ARAUQUITA	AQ - IP15-3	113,03	39,00
LA PESQUERA	PESQUERA	72,94	22,00
PANAMÁ	PANAMÁ	70,26	86,39
LA ESMERALDA	LA ESMERALDA	98,61	40,43
SARAVENA	SAR - IP15-2	11,67	15,84
SARAVENA	SAR - IP15-3	6,57	2,77
FORTUL	FOR - IP15-2	5,23	11,37
FORTUL	FOR - IP15-3	21,19	5,91
TAME	TAME 1	5,33	9,66
TAME	TAME 2	3,88	14,07
TAME	COROCITO	47,93	14,41
TAME	BETOYES	81,33	19,78
TAME	RONDÓN	16,73	9,27

Fuente. Informe de gestión área técnica 2020 ENELAR ESP.

En la gráfica 2, se muestra el comportamiento acumulado hasta el mes de abril de los indicadores SAIDI y SAIFI en los alimentadores de la zona centro, se evidencia que en las subestaciones Todos los Santos, el Rosario, El Caracol y Maporillal que atiende zonas rurales presentan un valor elevado.

Gráfica 2. Indicador SAIDI y SAIFI zona centro.

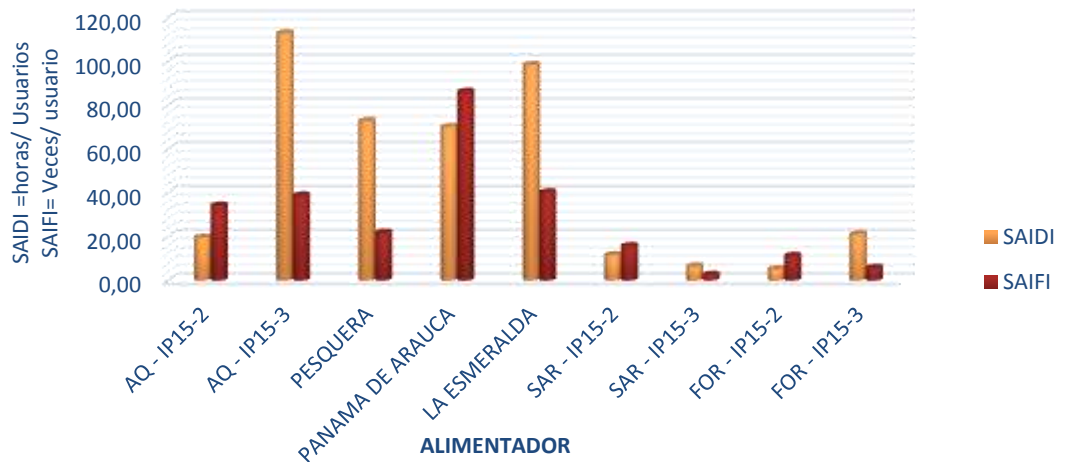


Fuente. Informe de gestión área técnica 2020 ENELAR ESP.

En la gráfica 3, se muestra el comportamiento acumulado hasta el mes de abril

de los indicadores SAIDI y SAIFI en los alimentadores de la zona norte, se evidencia que en las subestaciones Arauquita (IP15-3 rural), Pesquera, Panamá de Arauca y la Esmeralda que atiende zonas rurales presentan un valor elevado.

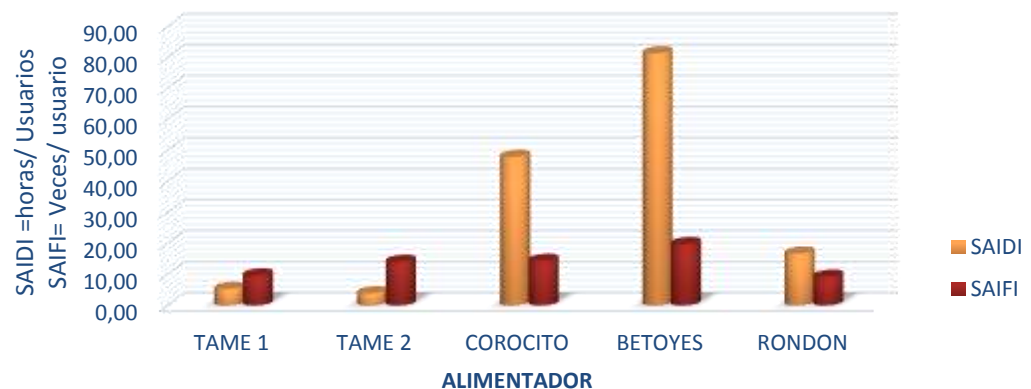
Gráfica 3. Indicador SAIDI y SAIFI zona norte.



Fuente. Informe de gestión área técnica 2020 ENELAR ESP.

En la gráfica 4, se muestra el comportamiento acumulado hasta el mes de abril de los indicadores SAIDI y SAIFI en los alimentadores de la zona sur, se evidencia que en los circuitos Corocito y Betoyes que atienden zonas rurales presentan un valor elevado.

Gráfica 4. Indicador SAIDI y SAIFI zona sur.



Fuente. Informe de gestión área técnica 2020 ENELAR ESP.

Se observa un buen comportamiento de los indicadores SAIDI y SAIFI en los circuitos del departamento que atienden carga urbana, que corresponde el 80% de la demanda. No tanto en los circuitos que atienden carga rural, por lo cual se reforzarán los trabajos de mantenimiento en los mismos.

1.1.6.3 El mantenimiento. El mantenimiento de la infraestructura eléctrica está a cargo de cada una de las zonas operativas bajo el liderazgo de los Directores de Zona.

Cada dirección de zona elabora el plan anual de mantenimiento el cual se alimenta de las actividades programadas para la ejecución de mantenimiento en cada una de las siguientes especialidades; servidumbre, postes, transformadores y subestaciones.

En el desarrollo del proceso de mantenimiento, se encuentran en ejecución los siguientes proyectos:

IMPLEMENTACIÓN DE APOYOS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN LOS NIVELES I Y II, EN EL DEPARTAMENTO DE ARAUCA, AÑO 2020, por valor de 1,500 millones de pesos, mediante el cual se hará reposición de 566 postes que se encuentran en mal estado en el sistema de distribución local del departamento de Arauca. Avance del proyecto: 30%.

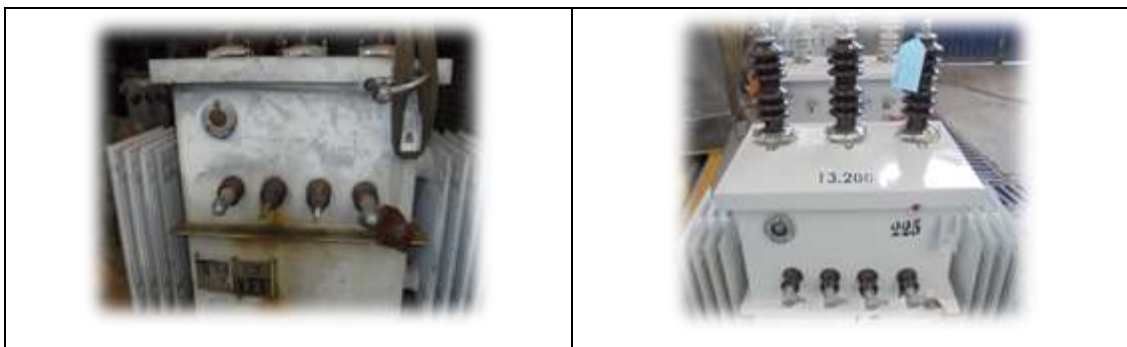
Figura 10. Reposición de posteria.



Fuente. Informe de gestión área técnica 2020 ENELAR ESP.

REPARACIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO, EN EL DEPARTAMENTO DE ARAUCA, AÑO 2020, por valor de 400 millones de pesos, mediante el cual se hará la reparación y reposición de 143 transformadores de distribución que se encuentran en mal estado y los que vayan saliendo de servicio, en el sistema de distribución local del departamento de Arauca. Avance del proyecto: 20%.

Figura 11. Reparación de transformadores de distribución.



Fuente. Informe de gestión área técnica 2020 ENELAR ESP.

MANTENIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL DEPARTAMENTO DE ARAUCA CON LÍNEA VIVA, AÑO 2020, por valor de 600 millones de pesos, mediante el cual se hará mantenimiento de servidumbre y cambio y ajuste de elementos en mal estado de la red de distribución, sin que se suspenda el servicio a los usuarios. Avance del proyecto: 20%.

Figura 12. Mantenimiento de línea viva.



Fuente. Informe de gestión área técnica 2020 ENELAR ESP.

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL PARA LAS ZONAS CENTRO, NORTE Y SUR, EN EL DEPARTAMENTO DE ARAUCA, por valor de 2.972 millones de pesos, mediante el cual se dispone del personal técnico y logística como transporte y herramientas, para atender fallas en el sistema eléctrico en el departamento de Arauca. Avance del proyecto: 30%.

Figura 13. Trabajos de núcleos.



Fuente. Informe de gestión área técnica 2020 ENELAR ESP.

SERVICIO DE TRANSPORTE DE PERSONAL TÉCNICO, EQUIPOS, HERRAMIENTAS Y MATERIALES NECESARIOS PARA LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN EL DEPARTAMENTO DE ARAUCA, AÑO 2020, por valor de 1.500 millones de pesos, mediante el cual se dispone de vehículos para el transporte del personal técnico de ENELAR E.S.P.

y herramientas y equipos, destinados al mantenimiento del sistema eléctrico del departamento de Arauca. Avance del proyecto: 30%.

Figura 14. Vehículos de apoyo.



Fuente. Informe de gestión área técnica 2020 ENELAR ESP.

MANTENIMIENTO DE SERVIDUMBRE DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL DE ENELAR E.S.P. EN EL DEPARTAMENTO DE ARAUCA, AÑO 2020, por valor de 1.738 millones de pesos, mediante el cual se dispone de 9 cuadrillas con transporte y logística, para realizar trabajos de podas de vegetación en redes de distribución en el departamento de Arauca. Avance del proyecto: 10%.

Figura 15. Trabajos de servidumbre SDL.



Fuente. Informe de gestión área técnica 2020 ENELAR ESP.

MANTENIMIENTO DE SERVIDUMBRE DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL DE ENELAR E.S.P. EN EL DEPARTAMENTO DE ARAUCA, AÑO 2020, por valor de 1.500 millones de pesos, mediante el cual se dispone de 6

cuadrillas con transporte y logística, para realizar trabajos de mantenimiento de servidumbre en líneas de subtransmisión en el departamento de Arauca. Avance del proyecto: 10%.

Figura 16. Trabajos de servidumbre STR.



Fuente. Informe de gestión área técnica 2020 ENELAR ESP.

REPOSICIÓN DE ACTIVOS EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DEL DEPARTAMENTO DE ARAUCA, AÑO 2020, por valor de 599 millones de pesos, mediante el cual se hará reposición de postes, demolición y vestida de estructuras y cuenta con cuadrilla en línea viva y de mantenimiento del STR.

Figura 17. Reposición de posteria y estructuras.



Fuente. Informe de gestión área técnica 2020 ENELAR ESP.

ADECUACIÓN, REPARACIÓN Y MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES DE ENELAR E.S.P. - AÑO 2020, por valor de 604 millones de pesos, mediante el cual se verificará estado actual de los transformadores de potencia que opera la empresa, que incluye análisis fisicoquímicos y de cromatografía de gases. Además, se adelantará mantenimiento de los aires acondicionados en las subestaciones del departamento y se realizará trabajos en el transformador de servicios auxiliares de playitas. Ver figura 17.

SUMINISTRO DE HERRAMIENTAS PARA EL MANTENIMIENTO DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DEL DEPARTAMENTO DE ARAUCA, AÑO 2020, por valor de 80 millones de pesos, mediante el cual se realizará mantenimientos correctivos y preventivos, mediante el uso de las herramientas certificadas y de esta forma alargar la vida de los equipos de transformación.

Figura 18. Trabajos de mantenimiento de SE.



Fuente. Informe de gestión área técnica 2020 ENELAR ESP.

En resumen, durante los primeros cuatro meses del 2020, se han asignado recursos por valor de 12.397 millones de pesos, destinados al mantenimiento del sistema eléctrico del departamento de Arauca.

1.1.6.4 Indicadores del proceso de mantenimiento. Existen diversos indicadores que permiten evaluar el nivel de confiabilidad en los sistemas de

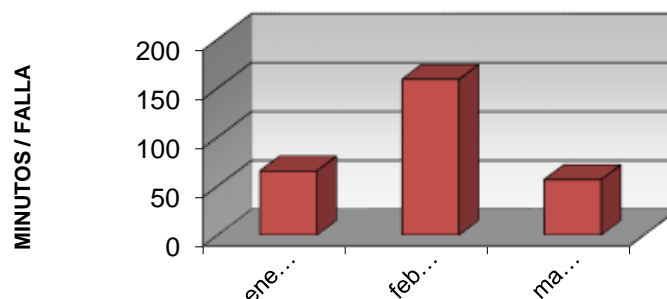
potencia, y debido a la gran variedad de factores que requieren de un análisis de confiabilidad, se han establecido diferentes modelos de cálculo para tener en cuenta los factores de riesgo asociados. De esta forma, a parte de las tasas de falla y reparación de los diferentes componentes, se debe modelar el comportamiento de la carga según su demanda con respecto al tiempo y considerar, en un porcentaje determinado, la influencia de ciertos factores externos al sistema que puedan causar fallas en el mismo.

Una vez establecidas las características de los indicadores, es posible agruparlos de acuerdo a diferentes aplicaciones o campos en sistemas eléctricos. Así, se definen dos grandes categorías de evaluación: la primera, cuyos indicadores establecen el nivel de confiabilidad del suministro de energía general; y la segunda, que se remite exclusivamente a los indicadores de confiabilidad en sistemas de distribución.

- **Tiempo promedio de atención de eventos a usuarios urbanos:** Para nivel de tensión 2 (Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV), este indicador mide el tiempo promedio en el cual se atiende una falla a un usuario urbano.

La meta para el trimestre es de 200 Minutos/falla, el análisis del indicador para el primer trimestre fue del 94 Minutos/falla, cumpliendo la meta.

Gráfica 5. Mediana para tiempo de atención de fallas.

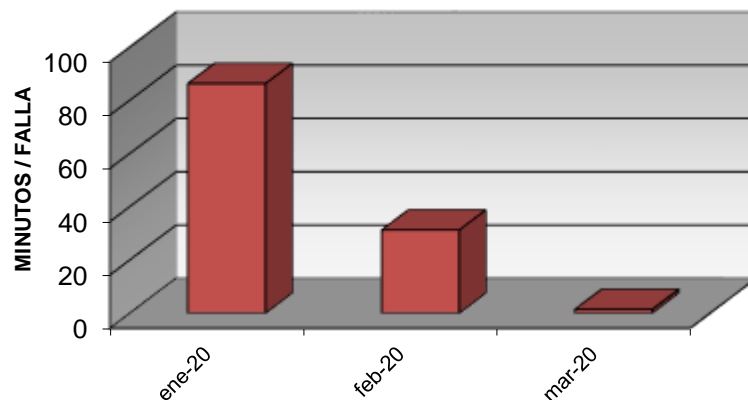


Fuente. Informe de gestión área técnica 2020 ENELAR ESP.

- **Tiempo promedio de atención de eventos a usuarios rurales:** Para nivel de tensión 2, este indicador mide el tiempo promedio en el cual se atiende una falla a un usuario rural, ocasionada por un elemento.

La meta para este trimestre es de 800 Minutos/falla, el análisis del indicador para el primer trimestre fue del 99 Minutos/falla, cumpliendo la meta.

Gráfica 6. Mediana para tiempo de atención de fallas.

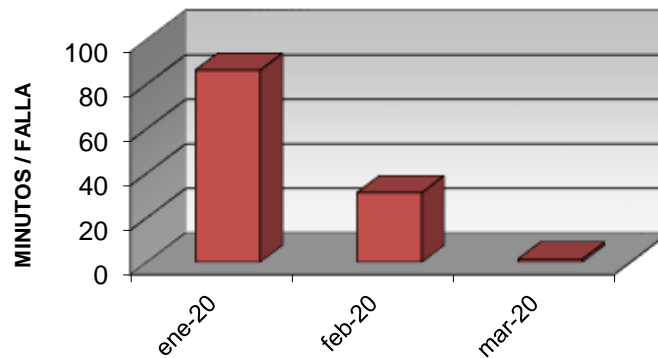


Fuente. Informe de gestión área técnica 2020 ENELAR ESP.

- **Tiempo promedio de reparación de fallas nivel de tensión 3:**(sistemas con tensión mayor o igual a 30 kV y menor a 57.5 kV), este indicador mide el tiempo promedio en el cual se atiende una falla, ocasionada en las líneas.

La meta para este trimestre es de 60 Minutos/falla, el análisis del indicador para el primer trimestre fue del 50 Minutos/falla, cumpliendo la meta.

Gráfica 7. Tiempo promedio de reparación.

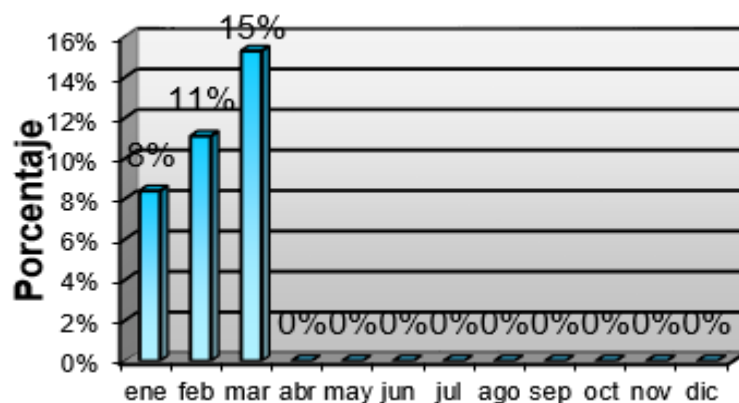


Fuente. Informe de gestión área técnica 2020 ENELAR ESP.

1.1.6.5 Avance del plan de mantenimiento. Este indicador mide el porcentaje de avance ejecutado del mantenimiento programado durante el año 2020.

La meta para este indicador anual es de 75%. Los valores acumulados alcanzados para el primer trimestre fueron: enero 8,4%, febrero 11,1% y marzo 15,3%. Se obtuvo un porcentaje de avance significativo en el mes de enero debido a los mantenimientos realizados en subestaciones por el corte de ISA INTERCOLOMBIA. En el mes de febrero y marzo el avance fue menor, debido a que no se habían iniciado los contratos de mantenimiento del año 2020.

Gráfica 8. Avance del plan de mantenimiento.



Fuente. Informe de gestión área técnica 2020 ENELAR ESP.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La continuidad en la prestación del servicio de energía eléctrica es fundamental para el desarrollo de las actividades cotidianas de la comunidad Araucana, este servicio lo viene prestando la empresa de energía de Arauca a los más de 80.000 usuarios distribuidos en los siete municipios del departamento de Arauca, la cual divide sus operaciones en tres grandes partes; la zona centro comprendida por los municipios de Arauca (con el 9.8% de los usuarios) y Cravo Norte, la zona norte por Arauquita, Saravena y Fortul, y por último la zona sur conformada por Tame y Puerto Rondón.

La calidad del sistema se ve afectada por las fallas en el servicio, la cual se mide con software de indicadores de calidad que se reportan mensualmente a la Superintendencia de Energía y Gas, entidad que regula y vigila la prestación de este servicio. Estas fallas son causadas por diferentes condiciones, entre estas, la continua expansión del sistema por el aumento de los asentamientos subnormales donde se realizan manipulación no autorizada de la red, las condiciones meteorológicas, la abundante flora y fauna, sumado a esto, la falta de personal y una mala o escasa ejecución del programa de mantenimiento a los equipos de potencia ubicados en las 17 subestaciones eléctricas distribuidas en los siete municipios.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo general. Diseñar un plan piloto de mantenimiento basado en la confiabilidad RCM para el transformador de potencia de 10 MVA de la subestación Arauca de la empresa de energía de Arauca ENELAR E.S.P.

1.3.2 Objetivos específicos

- Determinar los diferentes componentes que conforman el transformador de potencia de 10 MVA de la subestación Arauca de la empresa de energía de Arauca ENELAR E.S.P.

- Identificar la funcionalidad de cada uno de los componentes que integran el sistema al cual se le va a aplicar la metodología RCM.
- Elaborar un análisis del modo de falla y sus efectos (AMFE) para mejorar la confiabilidad en los sistemas que componen el equipo de estudio.
- Definir las acciones de mantenimiento a realizar a partir de las decisiones resultado del análisis técnico de la metodología RCM para asegurar la integridad y confiabilidad del sistema.

1.4 JUSTIFICACIÓN

Esta propuesta surge de la necesidad del cumplimiento con las actuales regulaciones de ley a las que se enfrenta la empresa en el desarrollo de sus actividades misionales como distribuidora y comercializadora de energía eléctrica, entre las que se destacan: abastecer la demanda de energía, alcanzar la calidad de servicio requerida por la regulación, lograr seguridad de las instalaciones respecto a terceros, al personal propio y al medio ambiente, también mantener una economía integral empresarial. Esto implica que los costos de explotación se deben alinear con las posibilidades presupuestales, las inversiones deben ser las estrictamente necesarias y a los activos hay que extenderle su vida útil más allá de la prevista en la remuneración del Regulador.

Del desarrollo inicial de la fase 1 de este trabajo, efectuado para ver la realidad actual de los equipos, se desprenden los siguientes puntos débiles a resaltar:

- Falta de mecanismos de evaluación y medición del estado de los equipos.
- Baja asignación presupuestal, basada en históricos y no en una planificación.

- Diversidad de métodos y criterios de mantenimiento en las diferentes áreas de la empresa (falta de estandarización en cuanto a que tareas se hacen, como hacerlas y con qué frecuencia).
- Uso no homogéneo de recursos.
- Falta de unificar las mejores prácticas.
- Falta de vínculos de los registros de fallas con los objetos de mantenimiento.
- Inexistencia de sistemas informáticos de gestión de trabajos que permitan registrar el plan a ejecutar, controlar el avance en la ejecución, el control de los recursos, sus costos, entre otros.

Lo enunciado anteriormente, justifica la necesidad de diseñar un plan piloto de mantenimiento basado en la confiabilidad RCM para el transformador de potencia de 10 MVA de la subestación Arauca de la empresa de energía de Arauca ENELAR E.S.P.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE ALTA TENSIÓN

Una subestación eléctrica es la exteriorización física de un nodo de un sistema eléctrico de potencia, en el cual la energía se transforma a niveles adecuados de tensión para su transporte, distribución o consumo, con determinados requisitos de calidad, Está conformada por un conjunto de equipos utilizados para controlar el flujo de energía y garantizar la seguridad del sistema por medio de dispositivos automáticos de protección².

Una subestación puede estar asociada con una central generadora, controlando directamente el flujo de potencia al sistema, con transformadores de potencia convirtiendo la tensión de suministro a niveles más altos o más bajos, o puede conectar diferentes rutas de flujo al mismo nivel de tensión. Algunas veces una subestación desempeña dos o más de estas funciones.

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 13.8kV, sería necesario elevar este voltaje a uno de transmisión normalizado que podría ser 115kV. Para tal efecto se utilizaría una Subestación Eléctrica.

² MEJIA VILLEGAS S.A. Ingenieros Consultores. Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. 2Ed. p. 38.

Figura 19. Proceso de Generación, transmisión, distribución y comercialización de Energía Eléctrica.



Fuente: Plan Estratégico Institucional 2020-2023 ENELAR E.S.P.

2.1.1 Equipos de alta tensión. Los elementos que conforman una subestación se pueden clasificar en principales y secundarios.

Elementos principales

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

Elementos Secundarios

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

2.1.1.1 El transformador de potencia. el transformador es un dispositivo eléctrico estático que no posee partes móviles, que cambia potencia eléctrica alterna de un nivel de voltaje a potencia eléctrica alterna a otro nivel de voltaje mediante la acción de un campo magnético. Consta de dos o más bobinas de

alambre conductor enrolladas alrededor de un núcleo ferromagnético común. Estas bobinas no están usualmente conectadas en forma directa. La única conexión entre las bobinas es el flujo magnético común que se encuentra dentro del núcleo³.

Los transformadores de potencia son usados en los sistemas eléctricos para transferir energía entre circuitos mediante el uso de la inducción electromagnética. El término transformador de potencia es usado para referirse a los transformadores usados entre el generador y los circuitos de distribución, y estos por lo general están entre potencias de 500kVA y superiores. Los sistemas de energía típicamente consisten de un gran número de lugares de generación, puntos de distribución, e interconexiones dentro del sistema o con sistemas cercanos y/o vecinos. La complejidad del sistema conduce a una variedad de voltajes de distribución y transmisión. Los transformadores de potencia son usados en cada uno de estos puntos donde hay una conversión entre niveles de voltaje.

Los transformadores de potencia son seleccionados en base a la aplicación, y su diseño es más complejo cuanto mayor sea la unidad. Los transformadores de potencia que están disponibles para la operación step-up (elevación) son usados principalmente en el generador, y los de operación step-down (reducción) son utilizados principalmente para alimentar los circuitos de distribución. Los transformadores de potencia están disponibles en aparatos de una sola fase o tres fases.

La construcción de un transformador depende de su aplicación. Transformadores para uso en interiores son principalmente del tipo seco, pero también puede ser en líquido inmerso.

³ CHAPMAN, Stephen, Máquinas eléctricas, Tercera edición, McGraw-Hill Interamericana, Bogotá - Colombia, 2000. p. 61.

Para uso en exteriores, los transformadores son generalmente de líquido inmerso. Nuestro estudio se centra en los transformadores al aire libre, inmersos en líquido, como el que se muestra en la Figura 20.

Figura 20. Transformadores de potencia de 10 MVA.



Fuente: Cortesía ENELAR ESP. SE Arauca - AR01

- **La potencia.** Los transformadores se clasifican en función de la potencia de salida que ellos son capaces de ofrecer continuamente a una tensión nominal y frecuencia específica, bajo condiciones de operación normales, esto es sin exceder las limitaciones de temperatura interna prescritas. Se sabe que el aislamiento se deteriora con el aumento de la temperatura, por lo que el aislamiento elegido para el uso en transformadores se basa en cuánto tiempo puede este durar limitando la temperatura de funcionamiento. La temperatura que el aislamiento permite llegar en condiciones de funcionamiento determina la potencia de salida del transformador, llamado kVA.

Los transformadores están diseñados para limitar la temperatura en base a la carga deseada, incluido el aumento en la temperatura promedio de un bobinado, el aumento de la temperatura en el punto más caliente de un bobinado, y en el caso de unidades inmersas en líquido, el aumento de temperatura en la parte superior del líquido.

Los transformadores de potencia han sido agrupados en tres segmentos de mercado basados en rangos de tamaño, así:

- Transformadores de potencia pequeños: 500 kVA a 7500 kVA.
- Transformadores de potencia medianos: 7500 kVA a 100 MVA.
- Transformadores de potencia grandes: 100 MVA y superiores.

Considerar que el rango superior de pequeña potencia y el rango inferior de potencia media puede variar entre 2.500 y 10.000 kVA en toda la industria.

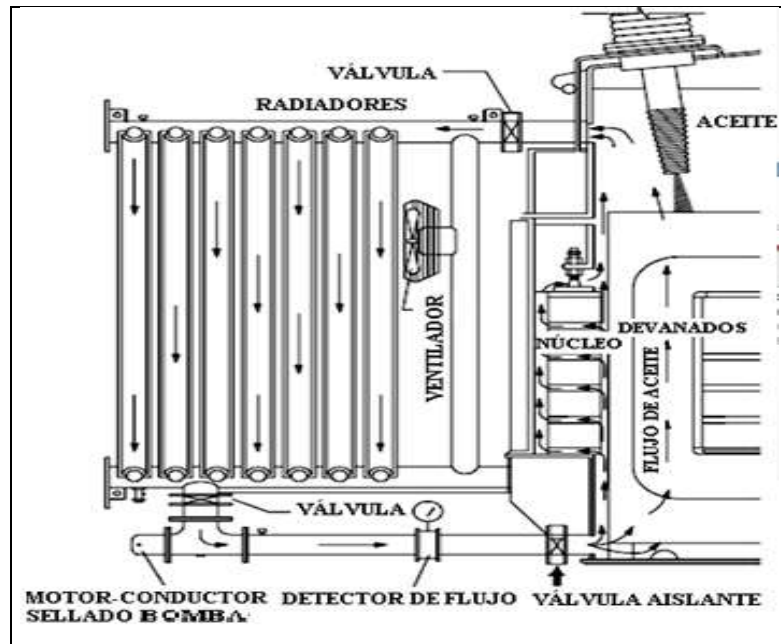
- **Clases de aislamiento.** La clase de aislamiento de un transformador se determinará en función de los niveles de prueba que es capaz de soportar. El aislamiento del transformador es evaluado por el BIL - Basic Insulation Level - (Nivel básico de aislamiento), en relación con la capacidad de voltaje. Internamente, un transformador se considera un sistema de aislamiento no-auto-regenerado, en su mayoría constituido de poros, material de celulosa impregnada por el medio líquido aislante. Externamente, los bushings del transformador y más importante aún los equipos de protección que se deben coordinar con la potencia del transformador para protegerlo de sobretensiones transitorias.
- **Clases de refrigeración.** Ya que ningún transformador es realmente un transformador "ideal", cada uno tendrá un cierto grado de pérdida de energía, que principalmente es convertida en calor. Los métodos de eliminación de este calor pueden depender de la aplicación, el tamaño de la unidad, y la cantidad de calor que necesita ser disipada.

El medio de aislamiento dentro de un transformador, por lo general aceite, sirve a múltiples propósitos, en primer lugar, de actuar como un aislante, y segundo, para proporcionar un buen medio a través del cual permita eliminar el calor.

Los devanados y el núcleo son las principales fuentes de calor, aunque las estructuras internas metálicas también pueden actuar como una fuente de calor. Es necesario tener conductos y pasajes de refrigeración en la proximidad de las fuentes de calor a través de la cual el medio de enfriamiento puede fluir de manera que el calor puede ser eliminado efectivamente del transformador. La circulación natural del aceite por un transformador a través de la convección se ha denominado como efecto “termosifón”. El calor es transportado por el medio aislante hasta las paredes del tanque para de aquí ser transferido al ambiente externo. Los radiadores, típicamente desmontables, proveen un incremento del área de la superficie evaluable para la transferencia de calor por convección sin aumentar el tamaño del tanque. En pequeños transformadores, lados integrales tubulares o aletas se utilizan para proporcionar este aumento en la superficie. Ventiladores pueden ser instalados para aumentar el volumen de aire que se mueve a través de la superficie a enfriar, aumentando así la tasa de disipación de calor. Los transformadores más grandes que no pueden ser efectivamente enfriados con radiadores y ventiladores usan bombas que difunden el aceite por el transformador y por medio de intercambiadores de calor externos, o enfriadores, que puede utilizar el aire o el agua como medio de enfriamiento secundario.

Al uso de equipos auxiliares tales como ventiladores y bombas con enfriadores, se le llama circulación forzada, esta incrementa la refrigeración y por lo tanto la potencia del transformador, sin aumentar el tamaño físico de la unidad.

Figura 21. Flujo típico del aceite.

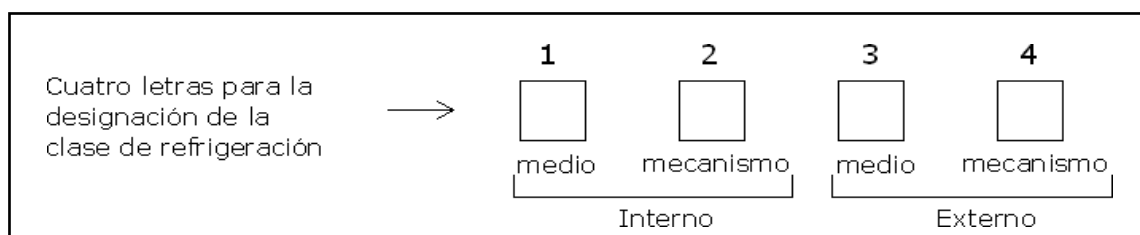


Fuente: U.S. DEPARTMENT OF THE INTERIOR BUREAU OF RECLAMATION, FIST 3-30 Transformers Maintenance, 2000.

La potencia se determina en base a la temperatura de la unidad esto en coordinación con el equipo de refrigeración que está funcionando. Normalmente, un transformador puede tener múltiples capacidades correspondientes a múltiples etapas de enfriamiento, como el equipo de refrigeración suplementario pueda ser puesto en marcha únicamente con el incremento de carga.

Los métodos de refrigeración para los transformadores sumergidos en líquido se han organizado dentro de clases de refrigeración identificados por cuatro letras de designación como se muestra en la figura 22.

Figura 22. Asignación de medios y mecanismos de refrigeración



Fuente: www.slideshare.net

La Tabla 5 enlista el código de letras usadas para la designación de cuatro letras.

Este sistema de identificación se ha logrado mediante la estandarización entre las diferentes organizaciones internacionales de normalización y representa un cambio de lo que se ha utilizado tradicionalmente donde OA clasificaba un transformador como líquido sumergido por auto-refrigeración, ahora es designado por el nuevo sistema como ONAN, en nuestro entorno todavía se utiliza la nomenclatura tradicional de dos letras.

Del mismo modo, la anterior clasificación de FA se identifica ahora como ONAF. FOA podría ser OFAF ó ODAF, dependiendo de si el flujo de aceite dirigido se emplea o no. En algunos casos, hay transformadores con flujo dirigido en los devanados sin circulación forzada a través de equipos de refrigeración.

Tabla 5. Clases de enfriamiento, descripción de letras.

I/E	Letra	Descripción
I N T E R N O	Primera letra (Medio de refrigeración)	O Líquido con punto de inflamación menor que o igual a 300 °C
		K Líquido con punto de inflamación mayor que 300 °C
		L Líquido con punto de inflamación no medible
	Segunda letra (Mecanismo de refrigeración)	N Convección natural a través de equipos de refrigeración y Arrollamientos
		F Circulación forzada a través de equipos de refrigeración, convección natural en arrollamientos
		D Circulación forzada a través de equipos de refrigeración, flujo dirigido en arrollamientos principales

E X T E R N O	Tercera letra (Medio de refrigeración)	A	Aire
		W	Agua
	Cuarta letra (Mecanismo de refrigeración)	N	Convección natural
		F	Circulación forzada

Fuente: www.slideshare.net

Un ejemplo de clasificaciones múltiples podría ser ONAN / ONAF / ONAF, donde el transformador tiene una potencia base, donde se enfría por convección natural y dos potencias suplementarias donde grupos de ventiladores están encendidos para proporcionar enfriamiento adicional para que el transformador sea capaz de suministrar los kVA adicionales. Esta clasificación habría sido designada OA / FA / FA por las normas anteriores.

2.1.1.2 Interruptores de potencia⁴. 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:

Según el diseño externo:

- Interruptor de Tanque vivo
- Interruptor de tanque muerto

Según el medio de interrupción:

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

2.1.1.3 Transformadores de corriente⁵. Los Transformadores de Corriente son utilizados para efectuar las mediciones de corriente en sistemas eléctricos.

⁴ MEJIA VILLEGAS S.A. Ingenieros Consultores. Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. p. 236.

⁵ MEJIA VILLEGAS S.A. Ingenieros Consultores. Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. p. 278.

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 circulará en el primario de los transformadores de corriente estará determinada por el circuito de potencia.

La clasificación de los transformadores de corriente es la siguiente:

Según su construcción eléctrica:

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

Según su utilización:

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

2.1.1.4 Transformadores de potencial⁶. 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 sean reproducidos lo más fielmente posible en el circuito de baja tensión.

⁶ MEJIA VILLEGAS S.A. Ingenieros Consultores. Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. p. 267.

Se pueden clasificar en:

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

2.1.1.5 Seccionadores⁷. 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.

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.

2.1.1.6 Pararrayos⁸. Los pararrayos o DPS's son los elementos de protección de los Equipos de las subestaciones contra sobretensiones derivadas por las descargas atmosféricas.

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

⁷ Ibid., p. 256.

⁸ MEJIA VILLEGAS S.A. Ingenieros Consultores. Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. p. 310.

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.

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. MARCO CONCEPTUAL

3.1 EL MANTENIMIENTO

3.1.1 Desarrollo del mantenimiento a través de la historia. 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 está respondiendo a expectativas cambiantes. Estas incluyen una creciente toma de conciencia para evaluar hasta qué 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 más evidentes, sin importar cuanto se hayan computarizado⁹.

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.

⁹ ELLMANN, SUEIRO Y ASOCIADOS. Reliability – Centred Maintenance.sl. Aladon 2004. p. 1.

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 generaciones¹⁰.

3.1.1.1 La primera generación. La primera generación cubre el periodo hasta la segunda guerra mundial. En esa época la industria no era altamente mecanizada, de modo que los tiempos de inactividad no tenían demasiada importancia. Esto significa que la prevención de fallas en equipos no era una prioridad en la mente de la mayoría de los gerentes. Al mismo tiempo la mayoría de los equipos eran simples y muy bien diseñados esto los hacia confiables y fáciles de reparar.

Como consecuencia, no había necesidad de mantenimiento sistemático de ningún tipo, más allá que la limpieza, control y lubricación de rutina. La necesidad de habilidades específicas era inclusive menor de lo que es ahora.

3.1.1.2 La segunda generación. Todo cambió dramáticamente desde la segunda guerra mundial. Las presiones de la guerra aumentaron la demanda de todo tipo de provisiones, mientras que la disponibilidad de mano de obra disminuyó notablemente. Esto llevo a una mayor mecanización. Para 1950, las

¹⁰ MOUBRAY, John. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. México: Aladon, 2004. p. 6.

maquinarias de todo tipo se habían multiplicado en número y complejidad. La industria estaba comenzando a depender de ellas.

A medida que esta independencia creció, la inactividad tuvo un enfoque más cercano. Esto trajo la idea de que las fallas técnicas podían y debían ser prevenidas, lo que trajo a su vez el concepto de *mantenimiento preventivo*. En 1960 éste consistía principalmente en el reacondicionamiento de los equipos, que se llevaba a cabo en intervalos fijos.

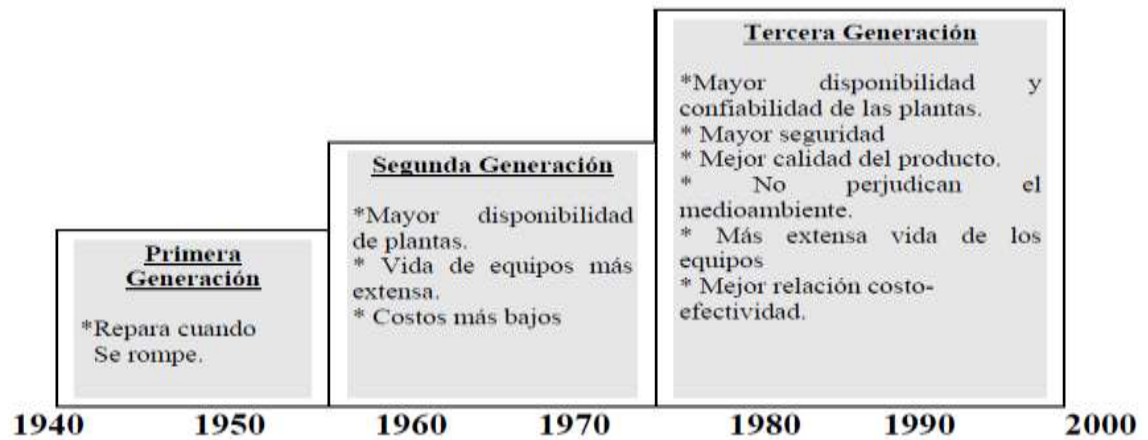
El costo de mantenimiento comenzó a incrementarse notablemente en comparación con otros costos operativos. Esto llevo al crecimiento de la *planificación de mantenimiento y programas de control*. Estos fueron una enorme contribución para comenzar a controlar el mantenimiento, y actualmente forman parte oficial de las prácticas de éste.

Finalmente, la cantidad de capital invertido en bienes físicos y los costos crecientes, llevo a que los propietarios buscaran el modo de maximizar la vida de esos bienes.

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

➤ **Nuevas expectativas:**

Figura 23. Evolucionaron de las expectativas del mantenimiento



Fuente: MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad, México: Aladon, 2004. p.7

El tiempo de parada de máquinas 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 hiciera parar toda la planta.

“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 más y más 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 acarrear

serias consecuencias para el medio ambiente o la seguridad, al tiempo que se elevan los requisitos en estas áreas”¹¹.

“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”.

➤ **Nuevas investigaciones:** Más allá de la existencia de mayores expectativas, las nuevas investigaciones están cambiando muchas de nuestras creencias más 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.”

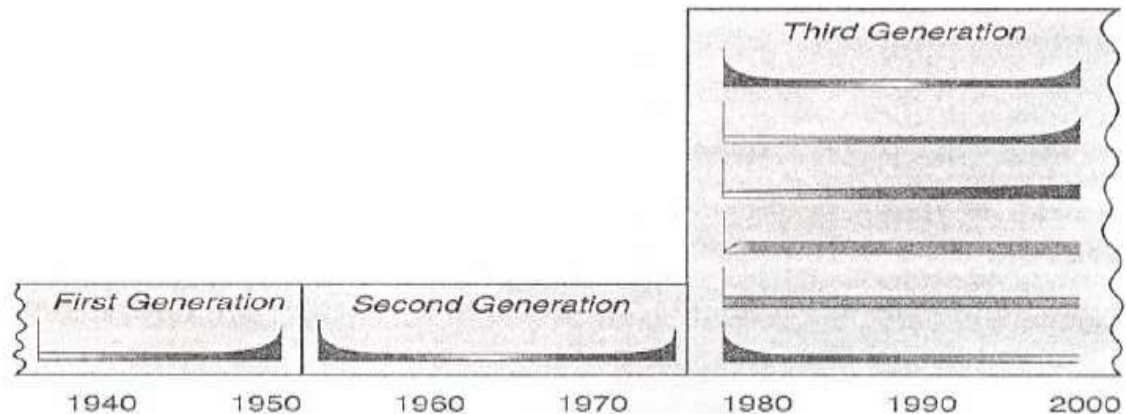
“La figura 24 muestra como en un principio la idea era simplemente que a medida que los elementos envejecían eran más propensos a fallar. Una creciente conciencia de la “mortalidad infantil” llevo a la segunda generación a creer en la curva de la “bañera”.

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

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

¹¹ ELLMANN, SUEIRO Y ASOCIADOS. Reliability – Centred Maintenance. sl. Aladon, 2004. p. 4-6.

Figura 24. Visión cambiante sobre las fallas de los equipos.



Fuente: MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad, México: Aladon, 2004. p.9

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

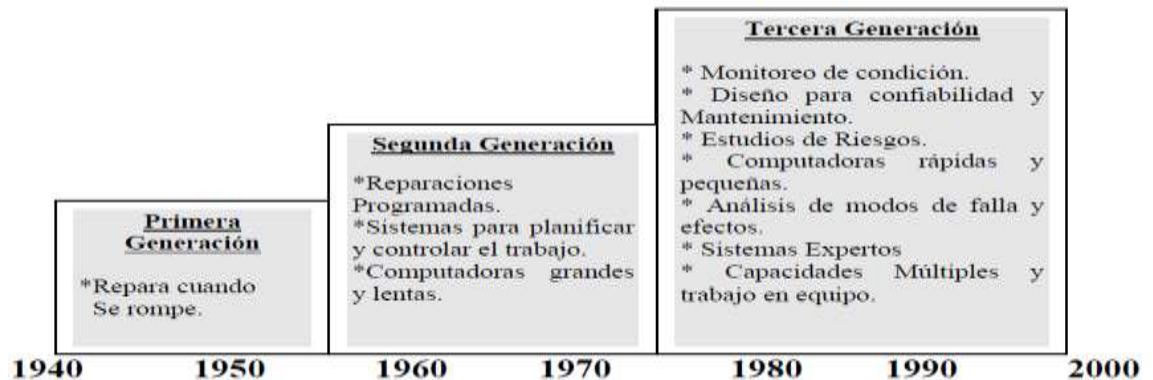
Por otro lado, para operar con seguridad los sistemas industriales más modernos y complejos se necesitan realizar un gran número de tareas que no figuren en los programas de mantenimiento.

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 más para asegurarse que los trabajos que se planean son los trabajos que deben hacerse (hacer el trabajo correctamente)".

- **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 aún 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."

Figura 25. Técnicas cambiantes de mantenimiento.



Fuente: MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad, México: Aladon, 2004. p.9

“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.”

“Los desafíos que enfrenta el mantenimiento

La primera industria que enfrento 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, el RCM se está 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 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)”¹².

3.2 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD RCM

Desde el punto de vista de la ingeniería, existen dos elementos para el manejo de cualquier bien físico. Este debe ser mantenido (preservado) y cada tanto ser modificado (cambiado en algún aspecto).

¿Cuándo nos referimos a mantener algo, que es lo que pretendemos que continúe? ¿Cuál es el estado actual existente que queremos preservar? La respuesta a este planteo puede encontrarse en el hecho de que todo bien físico se pone en servicio porque alguien desea que cumpla realice una tarea. En otras palabras, esperan que este cumpla una o más funciones. Entonces sucede que

¹² MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. México: Aladon, 2004. p. 9-10.

cuando nosotros mantenemos un bien, lo que remos preservar es un estado en el que este siga cumpliendo con las funciones deseadas por el usuario.

- Mantenimiento: Asegurar que los bienes físicos continúen cumpliendo las funciones que sus usuarios esperan.

Lo que los usuarios quieren dependerá en exactamente dónde y cómo el bien está siendo usado (el contexto operativo). Esto lleva a la siguiente definición formal de mantenimiento basado en la Garantía de Funcionamiento.

Mantenimiento Centrado en la garantía de funcionamiento: un proceso usado para determinar que debe hacerse para asegurar que todo bien físico continúe funcionando como sus usuarios lo desean en el presente contexto operativo.

3.2.1 Objetivo de la metodología 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 efectivo 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 qué 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 015 de 2018. 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 097 de 2008.

Los usuarios de estos activos se encuentran en la posición más óptima para saber exactamente como aportan al bienestar físico y financiero de la organización como un todo., de modo que es esencial que estén involucrados con el proceso de RCM desde un principio.

Si se realiza apropiadamente, este paso generalmente absorbe casi un tercio del tiempo necesario para un análisis de RCM. También implica que el personal llevando a cabo este análisis aprenda una cantidad considerable, que puede hasta ser atemorizante sobre cómo los equipos trabajan verdaderamente.

3.2.2 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.

3.2.3 Las siete preguntas básicas del RCM¹³. “El proceso de RCM formula siete (7) preguntas acerca del activo o sistema que se intenta revisar:

1. ¿Cuáles son las funciones y respectivos estándares de desempeño de este bien en su contexto operativo presente?
2. ¿En qué aspecto no responde al cumplimiento de sus funciones?
3. ¿Que ocasiona cada falla funcional?
4. ¿Qué sucede cuando se produce cada falla en particular?
5. ¿De qué modo afecta cada falla?
6. ¿Qué puede hacerse para predecir o prevenir cada falla?
7. ¿Qué debe hacerse si no se encuentra el plan de acción apropiado?

3.2.4 Fallas funcionales. Los objetivos de mantenimiento son determinados por las funciones y respectivas expectativas de desempeño del bien bajo consideración. Pero ¿cómo se alcanzan estos objetivos?

El único suceso que puede hacer que un bien deje de funcionar al nivel requerido es algún tipo de falla. Esto sugiere que el departamento mantenimiento alcanza sus objetivos, al adoptar un acercamiento acertado al manejo de las fallas. Sin embargo, antes de que podamos aplicar la conjunción de herramientas

¹³ MASSON S.A. F. Monchy. Teoría y Práctica del Mantenimiento industrial. Barcelona, 1990.

apropiadas, necesitamos identificar el tipo de fallas que pueden presentarse.

El proceso de RCM realiza esto en dos niveles:

- Primero, identificando qué circunstancias llevaron a un estado fallido.
- Luego investigando qué situaciones son las causantes de que un bien caiga en ese estado de falla.

En el mundo de RCM, los estados de falla son conocidos como fallas funcionales, porque ocurren cuando un bien es *incapaz de cumplir una función a un nivel de desempeño que sea aceptable por el usuario*. En adición a la incapacidad total para funcionar, esta definición abarca fallas parciales, donde el bien todavía funciona, pero a nivel inaceptable de desempeño, (incluyendo también los casos donde no se alcanza el nivel de precisión o calidad). Pero éstas solo pueden ser identificadas una vez que las funciones y desempeño estándares hayan sido definidas con claridad.

3.2.5 Modos de fallas. Como se menciona en los párrafos anteriores, una vez que hemos identificado cada falla funcional, el próximo paso es tratar de identificar todas las posibles causas de este estado de error. Estos eventos se conocen como modos de fallas. Los modos de falla “razonablemente similares” incluyen aquellas fallas que ocurrieron en el mismo equipo o en similares, operando en el mismo contexto, fallas que actualmente están siendo prevenidas por regímenes de mantenimiento ya existentes, y aquellas fallas que no ocurrieron aun, pero que se consideran como posibilidades muy reales en el contexto en cuestión.

Las listas de modos de fallas más tradicionales, incorporan fallas causadas por el deterioro o el uso y desgaste normal. Sin embargo, también puede incluir fallas causadas por errores humanos (en parte por operarios y personal de mantenimiento) o por desperfectos de diseño de modo que los posibles causantes de fallas en equipos pueden ser identificados y manejados

apropiadamente. Es también de suma importancia identificar la causa en detalle de modo que no se desperdicien tiempo ni esfuerzo en tratar síntomas en lugar de causas. Por otro lado, Es también de suma importancia asegurar que el tiempo no se desperdicia en el análisis mismo, por concentrarse en demasiados detalles.

3.2.6 Efectos de las fallas. El cuarto paso en el proceso de RCM implica enlistar los efectos de las fallas, que describen lo que sucede cuando se presenta cada modo de falla. Esta descripción debe incluir toda la información necesaria para respaldar la evaluación de las consecuencias de las fallas, como ser:

- Evidencias, (si las hubiera), de que la falla ocurrió
- En qué manera, (si las hubiera), representa una amenaza para la seguridad del medioambiente.
- De qué modo, (si los hubiera) afecta la producción u operaciones.
- Que debe hacerse para reparar la falla.

El proceso de identificar funciones, fallas funcionales, modos y efectos de las fallas trae consigo oportunidades sorprendentes de mejorar el desempeño y seguridad, y de eliminar lo innecesario.

3.2.7 Consecuencias de las fallas. Un análisis detallado de una empresa industrial promedio, tiende a arrojar entre tres y diez mil posibles modos de fallas. Cada una de estas fallas afectan a la organización en alguna escala, pero en cada caso los efectos son diferentes. Pueden afectar la operatividad. También pueden afectar la calidad del producto, servicio al cliente, seguridad del medioambiente. Todas significaran el gasto de tiempo y dinero para repararlas.

Son esas consecuencias las que ejercen la mayor influencia para que tratemos de prevenir cada falla. En otras palabras, si una falla trae consecuencias serias,

tenderemos a hacer todo lo posible para tratar de evitarla. Por otro lado, si esta no afecta o afecta en un grado mínimo, entonces quizás decidamos no hacer un mantenimiento de rutina que vaya más allá de la limpieza y lubricación.

Uno de los puntos fuertes de RCM es que este reconoce que las consecuencias de las fallas son mucho más importantes que sus características técnicas, en realidad reconoce que la única razón de hacer cualquier tipo de mantenimiento proactivo no es para evitar las fallas *en sí*, sino evitar o al menos reducir las *consecuencias* que estas traen. El proceso de RCM clasifica estas consecuencias en los siguientes cuatro grupos:

- **Consecuencias de fallas ocultas:** Las fallas ocultas no causan un impacto directo, pero exponen a la empresa a fallas múltiples, con consecuencias serias y frecuentemente catastróficas. (La mayoría de ellas están asociadas con sistemas de protección no libres de fallas).
- **Consecuencias medioambientales y de seguridad:** Una falla trae consecuencias de seguridad si potencialmente puede dañar o causar la muerte. Tiene consecuencias medioambientales si provoca la violación de cualquier norma medioambiental corporativa, regional, nacional o internacional.
- **Consecuencias operativas:** Una falla trae consecuencias operativas cuando afecta la producción (rendimiento, calidad del producto, servicio al cliente o costos operativos, además del costo directo de reparación.)
- **Consecuencias no operativas:** Las fallas evidentes que conforman esta categoría, no tienen consecuencias ni de seguridad, ni de protección, de modo que solo implican el costo de reparación.

El proceso de RCM hace uso de estas categorías como la base de un marco estratégico para la toma de decisiones de mantenimiento. Forzando una revisión estructurada de las consecuencias de cada tipo de fallas, de acuerdo con las

categorías antes descritas, integra los objetivos operativos, medioambientales y de seguridad; que son base de la función de mantenimiento. Esto ayuda a poner la seguridad y el medioambiente en la corriente principal del manejo de mantenimiento.

El proceso de evaluación de consecuencias quita énfasis a la creencia de que *todas* las fallas son malas y deben ser prevenidas. De este modo enfoca la atención en las actividades de mantenimiento que tienen mayor efecto en el desempeño de la organización, y no desgasta energía en aquellas que tienen un menor o ningún efecto. También nos impulsa a pensar más abiertamente sobre los diferentes modos de manejar las fallas, en lugar de solo concentrarse en la prevención.

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

- **Tareas Proactivas:** Son los trabajos realizados antes de que la falla ocurra, para prevenir que el equipo llegue a un estado de falla. Esto abarca lo que se conoce tradicionalmente como mantenimiento “predictivo” o “preventivo”. Aunque también utiliza los términos restauración programada, descarte programado o mantenimiento en condición.
- **Tareas de restauración y de descarte programadas:** Las tareas de restauración abarcan la refabricación de un componente, o la restauración de un montaje antes de que termine su vida útil programada, sin tener en cuenta su condición en ese momento. Del mismo modo, el descarte programado implica deshacerse de un ítem al, o antes del tiempo programado, sin importar su condición en ese momento.

Colectivamente, estas tareas se conocen como mantenimiento preventivo. Solían ser por lejos la forma de mantenimiento proactivo más utilizada. Sin embargo, por las causas detalladas anteriormente, se las utiliza notablemente hace menos que 20 años atrás.

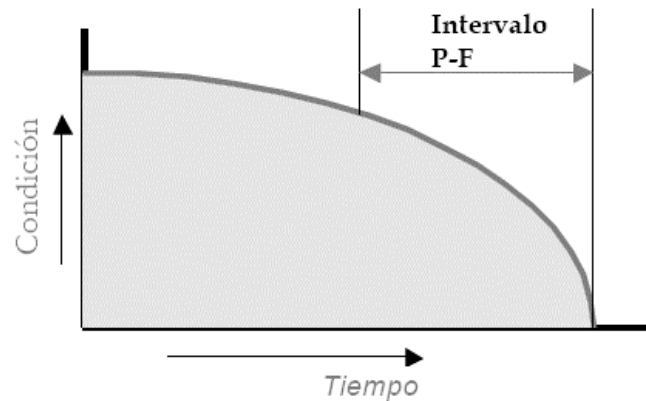
3.2.8 Tareas proactivas. La necesidad continua de prevenir ciertos tipos de fallas, y la creciente incapacidad de las técnicas clásicas para lograrlo, están muy por detrás del crecimiento de nuevos tipos de manejos de fallas. La mayoría de estas técnicas se basan en que gran parte las fallas, dan algún tipo de aviso de que están por ocurrir. Estos avisos se conocen como fallas potenciales, y se definen como condiciones físicas identificables que indican que una falla funcional, está por ocurrir o está en proceso de ocurrir.

Las nuevas técnicas se usan para detectar fallas potenciales de manera que se pueda tomar acción para evitar las consecuencias que traerán si degeneran en fallas funcionales. Se las denomina tareas en condición por que los ítems son controlados bajo la condición de que estén dentro de sus patrones normales de funcionamiento. *(El mantenimiento en-condición incluye el mantenimiento preventivo, mantenimiento basado en la condición, y monitoreo de condición.)*

Si se los usa apropiadamente, las tareas en condición son una muy buena forma de manejar las fallas, pero también pueden ser un gasto de tiempo muy costoso. RCM permite que se tomen dediciones en esta área con confianza particular.

Además de la Falla potencial en si misma se necesita considerar el intervalo de 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 26. Intervalo P-F



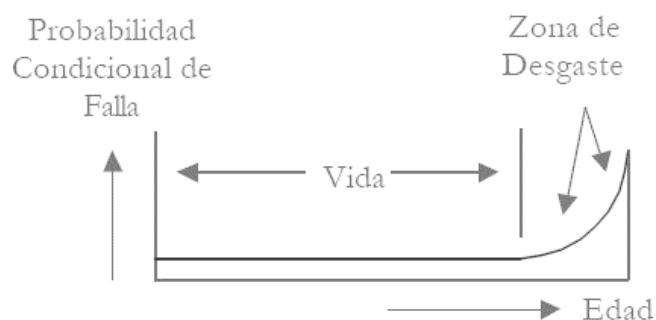
Fuente: www.mantenimientoplanificado.com

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.

Todavía se 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 27. Falla a intervalos regulares.



Fuente: MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad, México: 2004. p.15

La figura 27 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

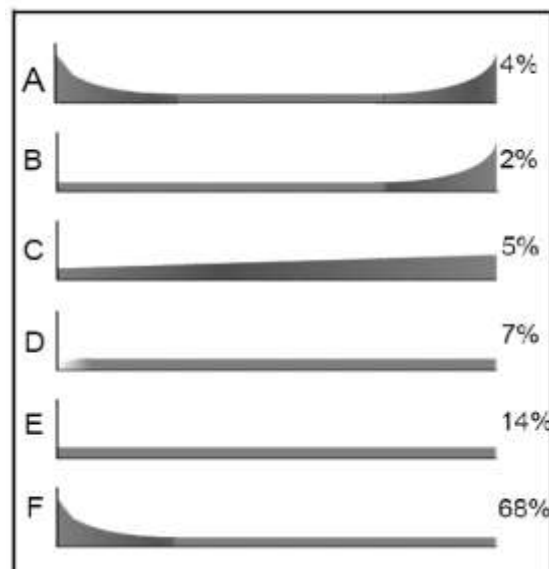
sugiere que los registros extensivos acerca de las fallas nos permiten determinar y planear acciones preventivas un tiempo antes de que ellas ocurran, pero solo para algunos equipos simples, y para algunos ítems complejos con modos de falla dominantes. En particular las características de desgaste se 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 28.

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

Figura 28. Probabilidad condicional de la falla con relación a la edad



Fuente: MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad, México: 2004. p.16

El patrón A es la ya conocida curva de la “bañera”. 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 último 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.

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 fábrica 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 número 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 más complejos, encontramos cada vez más 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 más 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 serían 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, se deben tener en cuenta las tareas proactivas para prevenir o predecir las fallas, o al menos para reducir las consecuencias.

3.2.9 Acciones de omisión. Estas se encargan del estado de falla, y son utilizadas cuando no es posible identificar una consigna proactiva efectiva.

RCM reconoce tres grandes categorías:

- **Búsqueda de fallas:** las tareas de detección de fallas implican controlar las funciones encubiertas periódicamente para determinar si es que hubo fallas (mientras que las tareas en condición implican chequear si algo está fallando).
- **Rediseño:** implica realizar cambios en la capacidad interna del sistema. Esto implica modificaciones en el hardware y cubre los cambios de procedimientos.
- **Mantenimiento no programado:** Como es nombre lo implica, esta omisión implica no realizar ningún esfuerzo en anticipar o prevenir los modos de fallas a los que se aplica, de modo que se permite que las fallas sucedan y luego se reparan. Este default también se conoce como acudir a la falla.

3.2.10 Selección de las tareas de RCM. Una de las grandes fortalezas de RCM

es el modo en que ofrece un criterio simple, preciso y fácilmente entendible, para decidir cuál de las tareas proactivas (si las hubiere) es la realizable en cualquier contexto, y de ser así para decidir qué tan seguido deben realizarse y quien debe hacerlas.

Si las tareas proactivas son técnicamente viables o no, depende de las características técnicas de la tarea, y de la falla que se supone prevenga. Si es conveniente hacerlo depende de que tan bien se manejen las consecuencias de las fallas.

Si una tarea proactiva no cumple con los requisitos de ser viable y productiva, entonces debe tomarse las acciones de omisión "default" correspondientes.

A continuación, se detalla la esencia del proceso de selección de tareas.

- **Para fallas ocultas:** vale la pena realizar una tarea proactiva si esta va a reducir el riesgo de fallas múltiples asociadas con esa función, a un nivel tolerablemente bajo. Si hay seguridad en elegir la tarea adecuada, entonces se debe llevar un proceso de detección de fallas. Si el proceso adecuado para esto no se puede determinar, la decisión secundaria de omisión es que el ítem, deba ser rediseñado (dependiendo de las consecuencias de fallas múltiples).
- **Para fallas con consecuencias medioambientales y de seguridad:** solo es válido realizar una tarea proactiva, si esta reduce el riesgo de ese problema en sí mismo, a un nivel muy bajo, de no eliminarlo directamente. Si no se encuentra una solución que disminuya el riesgo a un nivel tolerablemente bajo, el ítem debe ser rediseñado, o se debe cambiar de proceso.
- **Si la falla trae consecuencias operativas:** solo vale la pena realizar una tarea proactiva si el costo total de realizarla durante un periodo de tiempo determinado, es menor que los costos de las consecuencias operativas y de

reparación durante el mismo periodo. En otras palabras, la tarea debe tener un justificativo económico. Si no tiene esta justificación, la decisión de default inicial es mantenimiento no programado (Si esto ocurre, y las consecuencias operativas son aún inaceptables, entonces la segunda decisión de default es nuevamente el rediseño.)

- **Si una falla tiene consecuencias no operativas:** solo vale la pena realizar una tarea proactiva, si el costo de ésta sobre un determinado periodo de tiempo es menor, al costo de reparación durante el mismo periodo. De modo que estas tareas también deben tener un justificativo económico. Si no lo tuviera, la decisión va a ser nuevamente un mantenimiento no programado, y si los costos de reparación fueran demasiado altos, la decisión de default secundaria es nuevamente el rediseño.

Esto significa que las tareas proactivas, se especifican únicamente para las fallas que inevitablemente lo requieran, lo que a su vez lleva a una reducción sustancial en la carga laboral de rutina. Menos trabajo de rutina trae consigo, que el resto de las tareas pueden ser realizadas con mayor precisión. Esto, junto a la eliminación de tareas contraproducentes, lleva a un mantenimiento más efectivo.

Comparen esto con el método tradicional del desarrollo de políticas de mantenimiento. Tradicionalmente, los requerimientos de mantenimiento de cada bien, se evalúan en relación a sus características técnicas reales, sin considerar las consecuencias de las fallas. Los programas resultantes son aplicables para todos los bienes que poseen características similares, nuevamente sin considerar que las consecuencias serán diferentes de acuerdo al contexto operativo. Esto trae aparejado el desperdicio de un gran número de programas, no porque estén equivocados, sino porque no logran sus objetivos.

Se debe tener también en cuenta que el proceso de RCM considera las necesidades de mantenimiento de cada bien, antes de plantear la posible necesidad de un rediseño. Esto sucede simplemente por el hecho de que el

Ingeniero de mantenimiento que esta de turno hoy, tiene que procurar el mantenimiento del equipo existente en su estado actual, no como podría o debería encontrarse en el futuro.

3.3 CONTROL DE LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO

3.3.1 El presupuesto. Antes de empezar un año de actividades económicas, hay que estimar cuánto va a ser el gasto anual de mantenimiento, es decir, confeccionar el presupuesto anual de mantenimiento.

El presupuesto no sólo constituye un instrumento de gestión para el control de la eficacia del mantenimiento, sino que, sobre todo, debe ser una herramienta de planificación si se aprovecha su confección para hacer un profundo cuestionamiento sobre el servicio que se debe implantar:

- ¿Qué funciones se espera del servicio?
- ¿Qué medios necesito para realizar dichas funciones?
- ¿Cuánto suponen estos medios?
- ¿Qué objetivos (cuantificables) vamos a tratar de conseguir?
- ¿Cómo vamos a medir los logros?
- ¿Cómo vamos a controlarlos y hacer el seguimiento de su evolución?

Es una buena ocasión para concretar, por escrito, los acuerdos con operación sobre nivel de servicio a prestar. Sin este preacuerdo una parte importante de la energía de los gestores se perderán en discusiones estériles sobre la eficacia del servicio.

- Previamente se necesita conocer el programa anual de operación.
- Para confeccionar el presupuesto, una vez fijados los parámetros antes indicados, se agrupa el gasto en partes o categorías:

Mantenimiento Ordinario:

- Mantenimiento Correctivo
- Mantenimiento Preventivo-Predictivo

Mantenimiento Extraordinario:

- Grandes Reparaciones
- Paradas Programadas
- Mejoras Técnicas

Lo que constituyen las grandes masas a presupuestar. Para cada una de ellas tendremos que precisar sus tres elementos constituyentes, así:

a) **El Presupuesto de Mantenimiento Propio:** es el resultado de multiplicar las horas de personal propio disponibles por su precio. El precio de la hora de mantenimiento, en cada especialidad, está formado por los siguientes elementos:

- Coste de la mano de obra operativa (Salarios más cargas sociales)
- Parte proporcional de gastos de estructura: Jefe de Mantenimiento y otro personal no operativo (oficinas, mandos intermedios, etc.)
- Parte proporcional del resto de gastos de mantenimiento: agua, vapor, electricidad, gastos de formación, gestión, gastos de mantenimiento de talleres e instalaciones de mantenimiento.
- Materiales no repartidos (no imputables a trabajos concretos): herramientas, instrumentos de medida, pequeño material diverso general (tornillería, consumibles, etc.)

El coste estándar en Euros/hora es la suma de estos cuatro conceptos dividida por el número de horas disponibles total.

b) **El Presupuesto de Mantenimiento Ajeno:** consta de las siguientes partidas:

- Contratos diversos suscritos tanto de correctivo como de preventivo con servicios técnicos oficiales y otros contratistas (~50%).

- Los trabajos realizados a tanto alzado que serían objeto de petición de ofertas cuando se presenten (~40%).
- Los trabajos realizados por precios unitarios (tarifas) y los realizados por administración donde están acordados el precio de la hora de cada especialidad y nivel y se facturan las horas trabajadas reales a posteriori. Estos últimos deben restringirse a aquellos trabajos difíciles de presupuestar por su naturaleza (~10% del mantenimiento ajeno).

c) **El presupuesto de materiales:** es el importe de los repuestos y resto de materiales de consumo directos que se suministran del stock de almacén o mediante solicitud de compra de materiales en tránsito.

Su valoración hay que estimarla en función de datos históricos, reparaciones previstas (paradas, revisiones, etc.), utilizando ratios estadísticos (del 15% al 30% del gasto total de mantenimiento, dependiendo del tipo de industria), ó sencillamente completando las dos grandes masas anteriores (Mantenimiento Propio y Mantenimiento Ajeno) de forma que la suma total no supere la cifra global prevista o estimada mediante ratios (3% al 6% del valor de reposición de la planta, dependiendo del tipo de instalación).

Estos tres conceptos (Mantenimiento Propio, Mantenimiento Ajeno y Materiales) se calcularán para cada una de las grandes masas a presupuestar (Mantenimiento Ordinario y Mantenimiento Extraordinario). Finalmente hay que distribuirlo entre las distintas cuentas de cargo (Plantas, Líneas ó Unidades de Producción, Servicios, etc.)

3.3.4 Costo/beneficio de la implementación. 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.

4. MARCO LEGAL

En el marco regulatorio de Colombia, los más importantes en el área energética son el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC) y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Esta última es una entidad creada por el gobierno nacional la cual tiene como objetivo principal garantizar la calidad, la cobertura del suministro y expansión de los servicios de energía eléctrica, gas natural y gas licuado del petróleo en el país.

La NTC 5001 del 2008 es la norma técnica colombiana de calidad de potencia eléctrica. La cual establece los límites y la metodología de evaluación en un punto de conexión común; es una norma que contiene aspectos similares a la norma IEEE 1159.

La NTC 1340 del 2004 establece los conceptos mínimos de calidad de la potencia. Su tema central son las tensiones y frecuencias nominales en sistemas de energía eléctrica en redes de servicio público.

La resolución CREG 024-2005 hace referencia a las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicable a los servicios de distribución de energía eléctrica y tiene como enfoque los fenómenos como son los parpadeos “flickers” y la distorsión armónica en tensión. La cual es modificada parcialmente por la resolución CREG 016 del 2007 en particular con lo que trata en el numeral 6.2.2 plazos para corregir las deficiencias en la calidad de la potencia suministrada.

La resolución CREG 065 del 2012 es un proyecto de resolución de carácter general, que pretende establecer las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables en el Sistema Interconectado Nacional.

El estándar IEEE 1159-1995 clasifica los fenómenos electromagnéticos que describen los problemas de la calidad de energía de la forma como se muestra en su Tabla 4-2, fenómenos presentes en sistemas eléctricos.

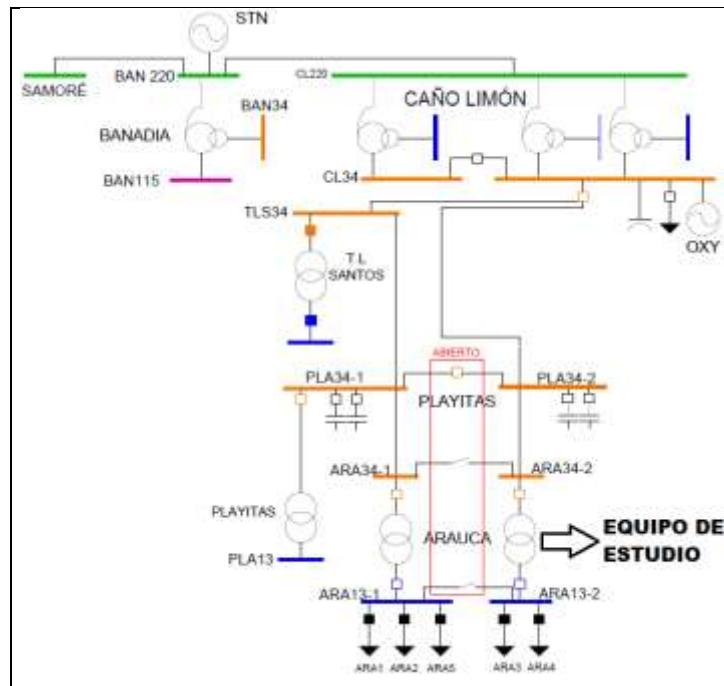
5. CASO BASE DE ESTUDIO

5.1 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

El transformador de potencia de 10 MVA de la subestación Arauca de la empresa de energía de Arauca ENELAR E.S.P. Está ubicado en la subestación eléctrica Arauca - AR01, que a su vez se encuentra ubicada en el casco urbano del municipio de Arauca, este equipo de transformación se alimenta por el primario con 34.5kV, traídos desde la subestación Caño Limón ubicada en el campo petrolero que lleva su mismo nombre, mediante una línea de interconexión ARA34-2 de 44.3km. En el secundario tiene una salida de 13.2kV que energizan la barra ARA13-2, la cual tiene 2 alimentadores; el AR0103 con 11.27km de red de media tensión, 121 transformadores de distribución con una potencia total instalada de 8842.5KVA y un total de 4079 usuarios urbanos asociados. Y por otro lado tiene el alimentador AR0104 con 29.87km de red, 179 transformadores con potencia total de 11825kVA y 4710 usuarios urbanos y rurales.

Para el cálculo de los parámetros de este equipo inicialmente se hizo la recopilación de base de datos históricos de las salidas de los equipos de protección asociados al mismo, clasificados por causa y tipo de salida. Para esto se cuenta con la base de datos del sistema SPARD®-OMS manejado en el CCA., donde se monitorean todas las maniobras y se despachan las cuadrillas del proceso de operación del Departamento de Arauca. Para lograr mejores resultados en el análisis de la información, se retiró la información de salidas debido a aperturas de elementos del Sistema de Transmisión Nacional STN. Después de tener la información clasificada y depurada se procedió a la determinación del histograma para las salidas debidas a eventos programados y a eventos no programados.

Figura 29. Diagrama unifilar sistema de interconexión de la SE Arauca.



Fuente. Informe de gestión área técnica 2020 ENELAR ESP.

Tabla 6. Ficha técnica del transformador.

Transformador 10 / 12.5 MVA (34.5 / 13.8 KV) No. 1		
Fabricante: ABB		
Serial No. 200317		
Capacidad (KVA): 10000/12500		
Tensión Primaria: 34500 V		
Tensión Secundaria: 13800/7967 V		
Tipo de Refrigeración: ONAN / ONAF		
Frecuencia: 60HZ		
Año de fabricación: 2003		
Masa Aproximada en Kg:		
Núcleo y Bobina y TK: 9700 Kg		
Refrigerante : 3490 Kg		
Masa Total: 13190 Kg		
Nivel de Aislamiento :		
Bujes: AT: 36 KV		
Bobinas: BT: 95 KV		
Cambiador de Tomas		
Posición	Tensión (V)	Corriente (A)
1	36225	159
2	35363	163
3	34500	167
4	33638	172
5	32775	176

Fuente. Hoja de vida de equipos área técnica, ENELAR ESP.

6. DISEÑO DEL PROCESO DE RCM

Antes de establecer y analizar los requisitos de mantenimiento de la organización, se necesita conocer sus activos y decidir cuál de estos obtendrá un mayor beneficio del proceso de revisión de RCM. Esto significa que se debe preparar un registro de la planta si es que no lo hubiere y realizar sobre este un análisis de para determinar cuál equipo posee el porcentaje de criticidad más alto.

6.1 PLANIFICACIÓN

La correcta aplicación de la metodología RCM logra a gran velocidad mejoras en la efectividad del mantenimiento. Sin embargo, la aplicación exitosa depende de una meticulosa preparación y de los siguientes elementos clave en el proceso de planificación:

- Decidir qué bienes son lo que obtendrán un mayor beneficio del proceso de RCM, y como exactamente se verán beneficiados.
- Evaluar los recursos necesarios para aplicar el proceso a los bienes seleccionados.
- En los casos donde los posibles beneficios justifican la inversión, decidir detalladamente quién llevara a cabo el proceso y quién auditara cada análisis, dónde y cómo, y hacer todos los arreglos para que reciban el entrenamiento necesario.
- Asegurar que el contexto operativo del bien, se entiende con claridad.

Seguidamente el proceso de RCM incita a responder las siete (7) preguntas sobre el bien o sistema bajo revisión.

A continuación, se enuncian las 7 preguntas, la forma de responderlas y la respuesta a cada una con relación a un ejemplo de la función principal del activo

caso base de estudio de esta monografía.

1. ¿Cuáles son las funciones y respectivos estándares de desempeño de este bien en su contexto operativo presente?

Respuesta/

Función principal: Transformar energía de un circuito primario a uno secundario en condiciones nominales.

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.

2. ¿En qué aspecto no responde al cumplimiento de sus funciones?

Respuesta/

Modo de falla:

- No transforma energía
- No transforma energía en condiciones nominales

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.

3. ¿Que ocasiona cada falla funcional?

Respuesta/

Falla “No transformar energía”:

- Cortocircuito interno
- Conmutador abierto
- Existencia de elementos extraños o animales

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.

4. ¿Qué sucede cuando se produce cada falla en particular?

Respuesta/

Efecto “Cortocircuito interno”:

- Pérdida de aislamiento

- Efectos electrodinámicos
- Aumento de temperatura

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

- a) La evidencia de que la falla ha ocurrido, lo que a menudo se obtiene de los operadores del equipo
- b) 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.
- c) 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).
- d) 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.

5. ¿De qué modo afecta cada falla?

Respuesta/

Consecuencia “Cortocircuito interno”:

- Deterioro en los componentes internos, devanados, papel y aislantes
- Pérdidas económicas por la falta en el suministro de energía
- Pérdida de la imagen corporativa

Las consecuencias de cada falla sólo pueden hacerse en estrecha consulta con el personal de producción u 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 qué 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, se resume a continuación:

- a) 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.
- b) 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.
- c) Probabilidad tolerable de una falla múltiple: esto debería ser establecido por el grupo de análisis.
- d) 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.

6. ¿Qué puede hacerse para predecir o prevenir cada falla?

Respuesta/

Modo de Control “Cortocircuito interno”:

- Cromatografía del aceite (en forma anual o según ensayos anteriores)
- Control de gases de Relé Buchholz (al detectar la 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.

7. ¿Qué debe hacerse si no se encuentra el plan de acción apropiado?

- En los anexos se incluye el desarrollo completo del AMFE para a función principal del activo caso de estudio-.

Las dos acciones de omisión o “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 AMFE del dispositivo puede obtenerse inicialmente solicitando esta información al fabricante del dispositivo, o pidiéndola 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 u 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 REVISIÓN

Vimos anteriormente como el proceso de RCM da forma a 7 preguntas básicas. En la práctica, el personal de mantenimiento, simplemente no puede responder todas esas preguntas por sí solos. Esto es porque muchas de las respuestas solo pueden ser provistas por personal de operación. Esto se aplica especialmente a preguntas con respecto a funciones, desempeño deseado, efectos y consecuencias de las fallas.

Por esta razón se debe realizar una revisión de los requisitos de mantenimiento, esto debe ser realizado por grupos pequeños, que incluyan al menos una persona responsable de mantenimiento y una persona de la función operativa.

Ahora debemos considerar quiénes deberían participar en estos grupos pequeños o grupos típicos de revisión de RCM, qué hace realmente estos grupos, 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 31:

Figura 31. Grupo típico de revisión de RCM.



Fuente: MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad, México: 2004. p.20

Pero en la práctica, no necesitan ser las mismas personas que indica la figura anterior. El objetivo es reunir un grupo que pueda proveer la mayor parte, sino toda la información necesaria descrita en el capítulo anterior. Estas son las personas que tienen el conocimiento más amplio sobre el funcionamiento del activo y del proceso del cual forma parte. Para asegurar que se consideran todos los diferentes puntos de vista, este debería incluir una sección de usuarios y responsables de mantenimiento y una sección de las que realizan las tareas y de las personas que los dirigen. En general, lo ideal sería entre cuatro y siete personas, siendo seis el ideal.

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.

A diferencia de otros miembros del grupo, los especialistas solo necesitan atender reuniones en que su especialidad este bajo discusión, estos temas pueden ser los siguientes:

- Algunos aspectos del proceso, como temas delicados relacionados con el impacto al medio ambiente.
- Un particular mecanismo de falla, como la fatiga o la corrosión.
- Un tipo específico de equipos, como sistemas de protección.
- Algunos aspectos de tecnología de mantenimiento, como análisis de aceites o termografía.

¿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 cómo 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:

- a) 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.

- b) 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.
- c) 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 del 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 simultaneo”, 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:

- a) Asegurar que cualquier persona en la organización pueda tener acceso a la base de datos en cualquier momento.
- b) 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

Los grupos de análisis de RCM trabajan bajo la guía de especialistas en RCM, llamados facilitadores y son considerados los integrantes más importantes en el proceso de revisión. Su rol es asegurar que:

- El análisis de RCM se realice en el nivel correcto, que los límites 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.

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 dos (2) categorías:

6.3.1 Aplicar la lógica 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.

6.3.2 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 y definir los límites:** El equipo objeto de análisis deberá ser identificado durante la etapa de planeamiento, sin embargo, puede darse el caso de que el equipo sea agrupado de manera diferente para llevar a cabo un análisis inteligente. El facilitador tomará la decisión final acerca de cómo se realizará este agrupamiento, definiendo los límites del análisis.

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

- **Saber cuándo dejar de listar los modos de falla:** Saber cuándo 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:** A la 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 pérdida de tiempo más grande de las reuniones de RCM, por lo que el facilitador debería anotar que el rediseño es obligatorio, y efectuarlo en 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 ingresará los datos en el computador durante las reuniones.

6.3.3 Desarrollo de habilidades en RCM. RCM provee una estructura común que permite a las personas de diferentes medios lograr consenso sobre temas de alta complejidad técnica, pero que incorpora muchos conceptos que pueden ser nuevos para la mayoría de las personas.

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

La combinación más 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 qué 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

6.4.1 Hoja de información

Tabla 8. Planilla de información RCM.

<i>Planilla de información RCM II</i>		Sistema					
		Sub Sistema					
FUNCION		FALLA FUNCIONAL (perdida de la funcion)			MODO DE FALLA (Causa de la falla)		
1		A			1		

Fuente: MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad, México: 2004. p.185

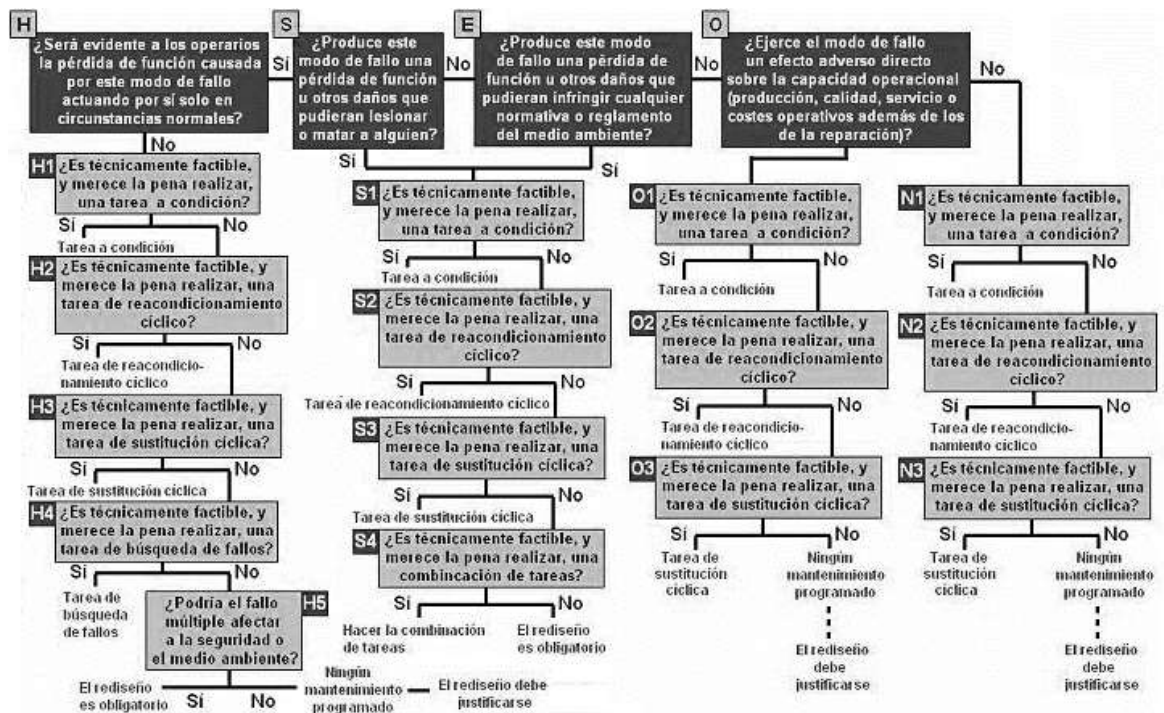
La hoja de información es un documento que nos permite hacer un análisis de modo de falla y efectos, donde se plasma en forma ordenada, una vez definido el activo sobre el cual se realizará el análisis, las funciones primarias y secundarias, las fallas funcionales, los diferentes modos de falla y que 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 perdida 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.

6.4.2 Proceso de decisión del RCM. EL diagrama de decisión de RCM integra todos los procesos de decisión en un marco estratégico simple. El cual es aplicado a cada uno de los modos de falla enumerados en la planilla de información de RCM, siendo esta la primera de dos documentos clave de trabajo en la aplicación de RCM (siendo el segundo la planilla de decisión de RCM).

Figura 32. Diagrama de decisión RCM



Fuente: MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad, México: 2004. p.184

6.4.2.1 Hoja de decisión. Esta planilla de decisión es utilizada para registrar las respuestas a las preguntas en el diagrama de decisión, y en la luz de estas respuestas, registrar:

- Que rutina de mantenimiento se va a realizar, con qué frecuencia y quien la va a llevar a cabo.

- Que fallas son lo suficiente serias como para garantizar el rediseño.
- Casos donde se llevó a cabo una decisión deliberada para permitir que ocurriera la falla.

Tabla 9. Planilla de decisión RCM

Planilla de decisión RCMII			Sistema										Nº de sist.	Facilitador:	Fecha	Nº de hoja
			Sub- Sistema										Nº de sub. sist.	Auditor:	Fecha	De
Referencia De informacion			Consecuencia de la evaluacion				H1 S1	H2 S2	H3 S3	Accion de Default			TAREA PROPUESTA	Intervalo Inicial	Puede ser realizado por	
F	FF	FM	H	S	E	O	O1 N1	O2 N2	O3 N3	H4	H5	S4				

Fuente: MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad, México: 2004. p.183

La planilla de decisión está 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 un ejemplo en los Anexos, se determinan las principales acciones a seguir:

- a) Determinar el estado actual del transformador.
- b) Realizar estructura en Base de Datos y analizar tendencias de acuerdo a fabricantes y condiciones de operación.
- c) Clasificar los subsistemas por estado de Riesgo.
- d) Determinar cuáles son los componentes con mayor probabilidad de salida.
- e) Vigilar constantemente los niveles de humedad en el aceite y tratar de disminuir las temperaturas de operación.
- f) Instalar monitoreo permanente de las variables del transformador.

Para un sistema de monitoreo de variables y diagnóstico de transformadores ON-LINE, ENELAR ESP. Cuenta con el Software del SCADA, SmartVU's, el cual proporciona a los operadores una vista completa de su red en todo momento. Además de esto cuenta con las siguientes características:

- 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.
- 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.

CONCLUSIONES

La revisión de RCM es una metodología estratégica para el manejo de las fallas. Más que evitarlas lo busca es reducir sus consecuencias, esto lo hace clasificándolas según sus consecuencias, luego separa las fallas ocultas de las fallas evidentes y, por último, ordena las fallas evidentes en un orden de importancia decreciente.

Provee una base para decidir caso por caso, si merece la pena realizar una tarea de mantenimiento proactivo adecuado y si no puede encontrarse una tarea sugiere una acción a seguir.

El proceso RCM permite conocer a fondo el equipo en forma conjunta entre mantenimiento y operación, lo que permite diagnosticar un modo de falla con mayor exactitud.

Se establece una relación armoniosa entre el personal encargado de mantener el equipo y el encargado de operarlo. Esto genera mayor compromiso entre las partes y un lenguaje común que conlleva al beneficio de los equipos.

El Diagrama de decisión de RCM es un proceso estructurado que permite concentrarse exclusivamente en las tareas que respondan a un modo de falla específico y descarta otras que se vienen realizando en mayor o menor medida por costumbre en los planes de mantenimiento de las subestaciones eléctricas.

La continua actualización de la metodología RCM según vayan apareciendo modos de falla no identificados, son factores determinantes para mejorar la confiabilidad de los activos.

La revisión de RCM planteada permite estandarizar los procedimientos de trabajo del personal de mantenimiento lo que es fundamental para

organizaciones como ENELAR ESP. Que cuenta con diferentes subestaciones en los siete (7) municipios del departamento de Arauca. Esto teniendo en cuenta que en las estrategias de su implementación se describe que una manera de reducir la inversión en RCM es utilizar el análisis de un proceso como (MODELO) para un proceso similar, si no idéntico, y que esté operando en prácticamente el mismo contexto.

Las tareas definidas permiten dar un paso más en el sentido de consolidar un proceso de mejora continua en el mantenimiento de la red de Distribución.

BIBLIOGRAFÍA

CHAPMAN, Stephen, Máquinas eléctricas, Tercera edición, McGraw-Hill Interamericana, Bogotá - Colombia, 2000. p. 61.

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

ELLMANN, SUEIRO Y ASOCIADOS. Reliability – centred maintenance. sl. Aladon, 2004. p. 4-6.

MASSON S.A. F. Monchy. Teoría y Práctica del Mantenimiento industrial. Barcelona, 1990.

MEJIA VILLEGAS S.A. Ingenieros Consultores. Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. 2Ed. p. 38.

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

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

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

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

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

MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. México: Aladon, 2004. p. 6.

MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. México: Aladon, 2004. p. 9-10.

NEPLAN, «Guía del usuario NEPLAN V5. Análisis de confiabilidad».

ANEXOS

Anexo 1. Ejemplo práctico del análisis de modo de falla y efecto para una (1) función del caso base de estudio.

AMFE										
N°	FUNCIÓN	N°	MODO DE FALLA	N°	CAUSAS (Posibles motivos)	N°	EFEECTO (Que ocurre)	N°	MODO DE CONTROL (Tarea propuesta)	PERIODICIDAD
2	Aislar bobinados respecto de tierra y entre fases	A	No aísla bobinados respecto de tierra y entre fases.	1	Aceite en mal estado	A	Disminución de rigidez dieléctrica del aceite	11	Realizar el ensayo de rigidez dieléctrica del aceite	Anual
						B	Aumento del contenido de agua en el aceite	12	Realizar el ensayo de contenido de agua en el aceite	Anual
								16	Verificar estado del silicagel	Trimestral
								17	Verificar estado de la válvula de sobrepresión (membrana)	Trimestral
								18	Verificar existencia elementos de cierre en tanque de expansión	Trimestral
						2	Materiales aislantes del transformador en mal estado	C	Descargas parciales	2
				19	Llenado del transformador con aceite haciendo previo vacío					Al detectar la falla
				25	Realizar el purgado de aisladores					5 años o falla
				D	Aisladores con polución, metalizados o rotos			34	Inspección visual cuba, aisladores, radiadores y conexiones	Mensual
				E	Disminución de resistencia de aislación			23	Medida de resistencia de aislación	5 años
								27	Medida del índice de polarización	5 años
				3	Movimientos indebidos de la parte activa	F	Destrucción o disminución de aislaciones	20	Precaución en el transporte y control del registrador de impacto	Al transportar
G	Desajustes elementos fijación de parte activa	20	Precaución en el transporte y control del registrador de impacto			Al transportar				
H	Disminución de resistencia de aislación	23	Medida de la resistencia de aislación (Mohm)			5 años				

Fuente: Propia del autor de esta monografía.