

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD TECNOLOGÍA
CARRERA DE MECANICA INDUSTRIAL
MAESTRIA EN GESTION DE MANTENIMIENTO



**PROPUESTA METODOLÓGICA DEL RCM APLICADO A
TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LA EMPRESA
DELAPAZ**

Tesis de Postgrado para la obtención grado académico de
Magister Scientiarum en Gestion del Mantenimiento

POR: LIC. MARCELO SALVADOR COLQUE AJPE
DIRIGIDO POR: M. SC. RICAR CADENA SUXO

La Paz – Bolivia

2022

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS

FACULTAD DE TECNOLOGÍA

CARRERA DE MECÁNICA INDUSTRIAL

Tesis de Postgrado:

MAESTRIA EN GESTIÓN DE MANTENIMIENTO

Presentada por: Lic. Marcelo Salvador Colque Ajpe

Para optar el grado académico de Magister Scientiarum en Gestion de Mantenimiento

Ha sido consegun Reglamento de Tesis Maestrial vigente en la Maestria en Gestion de Mantenimiento de la Carrera de Mecanica Industrial, por el tribunal de tesis conformado.

Presidentre: M.Sc. Jhonny Tenorio Misto

Tutor: M.Sc. Richar Cadena Suxo

Tribunal: M.Sc. Victor Apaza Flores

Tribunal: M.Sc. Jaime Quispe Ramos

La Paz, Bolivia – Noviembre de 2022

DEDICATORIA

Primeramente, agradecer a dios por haber permitido culminar una etapa mas de mi vida, todo el esfuerzo y la dedicacion emprendida fue gracias a la confianza brindado a mi querida esposa Rosario Trinidad Quispe Mamani a mis hijos Valeria Trinidad Colque Quispe y Manuel Salvador Colque Quispe que son mi fuente de inspiracion y a mis padres Celestino Colque Chungara y Ascencia Felipa Ajpe Cosme por los consejos y el apoyo incondicional, es por eso que este trabajo es dedicado para ellos.

Marcelo Salvador Colque Ajpe

AGRADECIMIENTO

A los compañeros de la Empresa DELAPAZ de la Sección Subestaciones, Protecciones, Líneas de Transmisión de Alta Tensión, Líneas Subterráneas, Mantenimiento de Líneas Aéreas, Ingenieros y Amigos de la Empresa MINERA SAN CRISTOBAL por su ayuda para la elaboración de esta tesis, y a todas esas personas tan especiales que he conocido a lo largo de mi vida y en especial a las personas que fallecieron por el COVID Jaime Mamani Condori, Julio Cruz Aroa y Fidel Fernandez que apoyaron con sus conocimientos técnicos a mis tribunales los M.Sc. Jaime Quispe Ramos y M.Sc. Victor Apaza Flores.

Marcelo Salvador Colque Ajpe

INDICE DE CONTENIDOS

DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTO	iii
INDICE DE CONTENIDOS	iv
ÍNDICE DE FIGURAS.....	viii
INDICE DE TABLAS.....	ix
INDICE DE ECUACIONES.....	x
LISTA DE ACRÓNICOS	xi
RESUMEN	xiv
ABSTRACT	xv
CAPITULO I.....	1
1. Introducción	1
1.1 Marco Institucional	2
1.2 Planteamiento del Problema	4
1.3 Objetivo de la Tesis de Postgrado	4
1.3.1 Objetivo General	4
1.3.2 Objetivo Específico	4
1.4 Pregunta de Investigacion	5
1.5 Justificación de la Investigación	5
1.6 Hipotesis	6
1.7 Metodología	7
1.7.1 Metodología de la Investigacion	7
1.7.2 Tipo de Investigacion	7
1.7.3 Tecnica de Investigacion	7
1.7.4 Instrumento de Investigacion	7
CAPITULO II.....	8
2. Filosofías de Mantenimiento y su Evolución	8
2.1 Proceso de Mantenimiento	9
2.1.1 El Mantenimiento con Relación de la Disponibilidad Seguridad y Economía .	11
2.1.2 Tipos De Mantenimiento	13

2.1.2.1	Mantenimiento Predictivo.....	14
2.1.2.2	Mantenimiento Preventivo.....	15
2.1.2.3	Mantenimiento Correctivo.....	16
2.1.2.4	Mantenimiento Detectivo o Condicional.....	17
2.2	Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad	18
2.2.1	Definición de Confiabilidad	19
2.2.2	Confiabilidad en Función del Tiempo	20
2.2.3	Origen y Definición del RCM	23
2.2.4	Diferencias entre el RCM y el Mantenimiento Preventivo Tradicional	25
2.2.5	Etapas del Proceso del RCM	27
2.2.5.1	Selección del Equipo para Comenzar a Aplicar RCM.....	28
2.2.5.2	Las 7 Preguntas del Rcm.....	29
2.2.5.3	Funciones y Patrones de Desempeño	29
2.2.5.4	Fallas Funcionales	31
2.2.5.5	Modos de Falla	32
2.2.5.6	Efectos de Fallas	32
2.2.5.7	Consecuencias de Falla.....	33
2.2.6	Tareas del RCM.....	33
2.2.6.1	Tareas de Restauración Programada	33
2.2.6.2	Tareas de Descarte Programado.....	34
2.2.6.3	Tareas Default	35
2.2.7	Proceso de Selección de Tareas.....	35
2.2.7.1	Herramientas Claves.....	35
2.2.7.2	Procedimiento para la Selección de Tareas	41
CAPITULO III	43
3.	Técnicas de Diagnóstico para Transformadores De Potencia	43
3.1	Medidas de Seguridad	43
3.2	Pruebas de Diagnóstico para Transformador de Potencia.....	44
3.3	Pruebas Físico-Químicas al Aceite Dieléctrico.....	45
3.3.1	Rigidez Dieléctrica (Norma ASTM D-877).....	45

3.3.2 Contenido de Agua (Norma ASTM D-1533)	45
3.3.3 Número de Neutralización (Norma ASTM D-974)	46
3.3.4 Tensión Interfacial (Norma ASTM D-971)	46
3.3.5 Color (Norma ASTM D-1500)	46
3.3.6 Gravedad Específica (Norma ASTM D-1298).....	46
3.3.7 Factor de Potencia en El aceite (Norma ASTM D-924)	47
3.3.8 Contenido de Inhibidor (Norma ASTM D-4768)	47
3.4 Pruebas Eléctricas de Campo.....	47
3.4.1 Factor de Potencia de Aislamiento	47
3.4.2 Resistencia de Aislamiento.....	48
3.4.3 Medición de la Corriente de Excitación	48
3.4.4 Relación de Transformación.....	48
3.5 Cromatografía de Gases Disueltos	48
3.6 Nuevas Técnicas de Mantenimiento Predictivo en Transformadores de Potencia .	51
3.6.1 Análisis de Barrido de Frecuencia.....	52
3.6.2 Análisis Termográfico.....	53
CAPITULO IV	55
4 Implementación del Plan de Mantenimiento Basado en la Técnica RCM	55
4.1 Determinación de Políticas y Estrategias de Mantenimiento.	55
4.2 Funciones (Principales y Secundarias) y Patrones de Desempeño de los Transformadores	57
4.3 Fallas Funcionales y Modos de Fallas (Análisis de Mantenimiento, Modos y Efectos de Falla)	62
4.3.1 Fallas Funcionales.....	62
4.3.2 Modos de Falla	63
4.3.3 Efectos de Falla	66
4.4 Análisis de Criticidad	68
4.4.1 Fallas Ocultas.....	68
4.4.2 Consecuencias en la Seguridad, Medio Ambiente e Higiene.....	68
4.4.3 Consecuencias Operacionales	69
4.4.4 Consecuencias No Operacionales	69

4.5 Análisis de Riesgos, Vulnerabilidad y Aceptabilidad	76
4.6 Tareas de Mantenimiento Basadas en los Resultados del Monitoreo.....	84
4.6.1 Tareas Predictivas (Acciones de Monitoreo).....	85
4.6.2 Tareas Preventivas.....	88
CAPITULO V	97
5. Análisis Técnico - Económico.....	97
5.1 Determinación De Costo De Mantenimiento.....	97
CAPÍTULO VI.....	107
6. Conclusiones y Recomendaciones	107
6.1 Conclusiones	107
6.2 Recomendaciones.....	109
BIBLIOGRAFIA	110
ANEXO 1	112
ANEXO 2	114
ANEXO 3	134
ANEXO 4	179

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Organigrama de la Empresa.....	4
Figura 2 Estructura de Mantenimiento.....	12
Figura 3 Curvas de Fallas del Transformador de Potencia	14
Figura 4 Tipica Tarea de Mantenimiento Preventivo	16
Figura 5 Tipica Tarea de Mantenimiento Correctivo	17
Figura 6 Tipica Tarea de Mantenimiento Condicional.....	18
Figura 7 Proceso del RCM.....	28
Figura 8 Curva P-F	34
Figura 9 Diagrama Logico de Decisiones del RCM	38
Figura 10 Relacion Comparativa de los Gases Generados en el Aceite.....	50
Figura 11 Analisis SFRA en un Transformador de Potencia con Falla Eléctrica.....	53
Figura 12 Fotografia Termografica con Equipo FLUKE	54
Figura 13 Condsuencias de los Modos de Fallos.....	68
Figura 14 Flujograma para definir el Impacto de Modos de Fallas	71
Figura 15 Matriz de Severidad	75
Figura 16 Matriz de Riesgos	77
Figura 17 Matriz de Valor de Vulnerabilidad.....	78
Figura 18 Matriz de Aceptabilidad	80
Figura 19 Curva Funcional Tasa de Fallas Respecto al Tiempo de Vida.....	101
Figura 20 Curva de Costo de Mantenimiento y Costo de Fallas en USD(\$us) Vs. Tiempo	103
Figura 21 Curva Costo Total en USD(\$us) Vs. Tiempo	104
Figura 22 Familias de Curvas Total, Ampliando Zona de Envejecimiento en USD (\$us) Vs. Tiempo.....	104
Figura 23 Familia de Curva de Costo Total, Ampliando Zona de Envejecimiento en USD (\$us) Vs. Tiempo de Vida.....	105

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Comparacion entre el Mantenimiento Tradicional y el RCM.....	26
Tabla 2 Planilla para Realizar el Analisis de los Modos de Falla y sus Efectos (AMFE).....	36
Tabla 3 Planilla de Decisiones.....	40
Tabla 4 Clasificacion de Pruebas en Transformadores de Potencia.....	44
Tabla 5 Definicion de la Frontera del Equipo y las Interfaces	51
Tabla 6 Estandar Esperado Versus Influencia del Mantenimiento.....	56
Tabla 7 Funciones Principales y Secundarios de cada Activo del Sistema.....	58
Tabla 8 Estandares de Ejecucion de cada Funcion Principal.....	62
Tabla 9 Fallas Funcionales de cada Funcion Principal.....	63
Tabla 10 Modos de Falla.....	64
Tabla 11 Modos y Efectos de Falla	66
Tabla 12 Impacto en la Seguridad, Ambiental e Higiene.....	69
Tabla 13 Niveles de Afectacion de Recursos Financieros	70
Tabla 14 Niveles de Probabilidad de Ocurrencia de Falla.....	71
Tabla 15 Impacto Operacional	72
Tabla 16 Flexibilidad Operacional	72
Tabla 17 Evaluacion Cuantitativa de Impacto y Criticidad	73
Tabla 18 Condiciones en Cada Modo de Falla	75
Tabla 19 Nivel de Efectividad de las Medidas Existentes (M_{EN}).....	79
Tabla 20 Aceptabilidad de Acuerdo al Grado de Vulnerabilidad	80
Tabla 21 Aceptabilidad de Acuerdo al Riesgo Residual	81
Tabla 22 Analisis de Aceptabilidad de Acuerdo al grado de Vulnerabilidad y Riesgo Residual.....	82
Tabla 23 Acciones del Monitoreo	86
Tabla 24 Acciones Preventivas en Base del Monitoreo	89
Tabla 25 Acciones Predictivas y Acciones Preventivas	98
Tabla 26 Componentes de Costo de Fallas	102
Tabla 27 Componentes de Costo de Mantenimiento.....	103

INDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1	Confiabilidad – Probabilidad.....	19
Ecuación 2	Funcion de Confiabilidad Distribucion Exponencial	21
Ecuación 3	Funcion de la tasa de Fallas Distribucion Exponencial.....	21
Ecuación 4	Funcion de Confiabilidad de Weibull	21
Ecuación 5	Funcion de Tasa de Falla Weibull	22
Ecuación 6	Funcion de Densidad Probabilidad de fallas Log-normal.....	22
Ecuación 7	Funcion Densidad de Probabilidad de Falla Gamma	23
Ecuación 8	Tiempo Medio entre Fallas Distribucion Gamma.....	23
Ecuación 9	De la Concecuencia de la Criticidad	72
Ecuación 10	Criticidad.....	73
Ecuación 11	Grado de Vulnerabilidad	77
Ecuación 12	Grado de Vulnerabilidad Porcentual	78
Ecuación 13	Riesgo Residual	79
Ecuación 14	Funcion de Costo Total	99
Ecuación 15	Costo de Falla en Funcion del Tiempo.....	101
Ecuación 16	Costo de Mantenimiento en Funcion del Tiempo.....	102

LISTA DE ACRÓNICOS

RCM	Reliability Centered Maintenance Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad
DELAPAZ	Distribuidora de Electricidad La Paz
SIN	Sistema Interconectado Nacional
CNDC	Comité Nacional de Despacho de Carga
ENDE	Empresa Nacional de Electricidad
Electropaz	Electricidad de La Paz
GOM	Gerencia de Operación y Mantenimiento
GPR	Gerencia de Proyectos
DMT ^p	Duración Total del Mantenimiento Preventivo
DMT ^c	Duración Total del Mantenimiento Correctivo
DMT ^m	Duración Total del Mantenimiento Condicional
Ra	Probabilidad de Confiabilidad
Pf	Probabilidad de Falla
λ	Tasa de Falla
MTBF	Mean Time Between Failures Tiempo Medio Entre Fallas
Θ	Vida Característica
β	Parámetro de Envejecimiento
γ	Parámetro de Posición
$\beta > 1$	Indica la Mortalidad Infantil
$\beta = 1$	Indica la Falla con Distribución Aleatoria
$\beta < 1$	Indica la Falla Debido al Envejecimiento
t	Tiempo
SAE	Society of Automotive Engineers Sociedad de Ingenieros Automotrices
P	Punto donde Podemos Detectar la Falla

F	Punto donde se Produce la Falla
AMFE	Analisis de los Modos de Falla y sus Efectos
F	Falla
FF	Falla Funcional
MF	Modo de Falla
H	Si no es Evidente
S	Si Afecta la Seguridad
E	Si Afecta el Medio Ambiente
O	Afecta la Operación
KVA	Kilo Volt Amper
ASTM	American Society for Testing and Materials Sociedad Americana para prueba de Materiales
AGD	Analisis de Gases Disueltos
ppm	Particulas por millon
R	Resistencia
L	Inductivo
C	Capacitivo
SFRA	Analisis de Respuesta al Barrido de Frecuencia
TC's	Transformador de Corriente
OLTC	Conmutador de Tension Bajo Carga
LTC	Conmutados de Tension Sin Carga
SAH	Higiene y Seguridad Ambiental
MC	Muy Critico
Critico	Critico
L	Leve
NC	No Critico
N _{EM}	Nivel de Efectividad de las Medidas
SN	Sin Novedad
D	Dudoso

PF	Posible Falla
TTR	Relacion de Transformacion
CT(t)	Costo Total
CF(t)	Costo de Falla
CM(t)	Costo de Mantenimiento
CFS	Costo de Falla Severa
h(t)	Tasa de Falla
USD	Dólar Americano

RESUMEN

TITULO: Propuesta Metodológica del RCM Aplicado a Transformadores de Potencia de la Empresa DELAPAZ

AUTOR: Lic. Marcelo Salvador Colque Ajpe

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

CONTENIDO: La metodología del mantenimiento centrado en confiabilidad para transformadores de potencia instalados en el sistema de distribución de la Empresa DELAPAZ tiene como objetivo alcanzar las metas de disponibilidad y confiabilidad propuestos para estos equipos cumpliendo con las normas establecidas.

La presente Tesis expone en el Capítulo I, instancia el origen de la Empresa DELAPAZ, su misión, visión, valores corporativos y sistemas de gestión implementados para el control de calidad de los procesos, se describe de manera breve como se encuentra constituido el sistema de alta tensión de DELAPAZ.

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

En el Capítulo III se da a conocer las técnicas de diagnóstico para los transformadores de potencia, en las pruebas que se realizan para determinar el estado del mismo. 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 concentrará el análisis RCM.

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

ABSTRACT

TITLE: "Methodological Proposal of RCM Applied to Power Transformers of the DELAPAZ Company"

AUTHOR: Lic. Marcelo Salvador Colque Ajpe

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

CONTENT: The reliability-focused maintenance methodology for power transformers installed in the distribution system of the DELAPAZ Company aims to achieve the availability and reliability goals proposed for this equipment, complying with the established standards.

This Thesis exposes in Chapter I, instance the origin of the DELAPAZ Company, its mission, vision, corporate values and management systems implemented for the quality control of the processes, briefly describes how the system of DELAPAZ high voltage.

In Chapter II, it continues with the evolution and stages of maintenance and emphasis is placed on Reliability Centered Maintenance - RCM, the basic questions, the operational context, and the analysis groups.

In Chapter III, the diagnostic techniques for power transformers will be disclosed, in the tests that are carried out to determine the state of the same. The current organization of high voltage system equipment maintenance will be 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 which of them the RCM analysis will focus on.

In Chapter IV, the strategy to develop maintenance focused on reliability in power transformers is analyzed, establishing the operational context, based on the information collected in the information sheets, in the decision sheets and analyzed by the analysis group of RCM, in order to implement the actions to follow.

CAPITULO I

1. Introducción

La Distribuidora de Electricidad La Paz (DELAPAZ), desea por razones obvias que sus activos se encuentren en estado de disponibilidad durante tanto tiempo como sea posible. Para lograrlo, es necesario "ayudar" al activo a mantener ese estado, realizando tareas de mantenimiento apropiadas.

Teóricamente, es posible lograr una continuidad perfecta en el servicio, es decir, cero interrupciones, donde el consumidor no sea afectado, la empresa no tenga que pagar compensaciones, ni deje de suministrar energía, pero esto solamente a un costo infinito, asociado a la cantidad de mantenimiento (ciclo) y a las inversiones por confiabilidad que sean necesarias.

Esto nos conduce a la aplicación del mantenimiento, en donde se incluyen todas las tareas que realiza la empresa para conservar el activo en el estado disponible, o para recuperarlo de su estado de indisponibilidad, estableciéndose varias actividades de mantenimiento que pueden ir desde tareas diarias que no ocasionen restricción del servicio, hasta tareas que se realizan cada 3 años sin restricción de servicio pero tomando en cuenta la disponibilidad de otra subestación, según las rutinas de mantenimiento establecidas por DELAPAZ.

Algunas de estas tareas son exigidas o sugeridas por el fabricante sin embargo la experiencia nos indica, que esas tareas, generalmente no bastan para garantizar la disponibilidad de los activos, por lo cual, es necesario realizar otras tareas adicionales para recuperar la funcionalidad.

El mantenimiento no solo se puede ver desde el punto de vista técnico o desde el punto de vista económico.

El criterio para seleccionar cuándo, dónde y cómo debe realizarse, tiene que ser un juicio que reúna ambos parámetros, ya que la empresa tiene que pagar las labores de mantenimiento y las pérdidas económicas que la falla o ausencia que esta acarrea. Por esto el costo total para la empresa será la suma del costo de mantenimiento y el costo que tienen

las fallas.

Esta Tesis está orientado al problema de continuidad de suministro que forma parte del concepto más general de la confiabilidad del servicio. En el desarrollo de este trabajo, entenderemos por confiabilidad, la continuidad del suministro.

La confiabilidad del servicio de energía eléctrica, medida a través de índices de desempeño, tiene dos orientaciones: el registro de eventos pasados y la predicción de la confiabilidad.

Cuando se analiza los equipos más críticos de una subestación eléctrica dentro de los importantes se halla el Transformador de potencia, esto se debe principalmente a su costo y que la indisponibilidad del mismo, ocasiona casi de forma segura interrupción del servicio de energía eléctrica, originando graves pérdidas económicas, políticas y sociales para el país.

Debido a la importancia de los Transformadores de potencia para al Sistema Interconexión Nacional (SIN) se debe evitar al máximo las fallas en el mismo, es por eso la necesidad de implantar un plan de mantenimiento que logre aumentar al máximo la confiabilidad, manteniendo los bajos costos del mantenimiento.

En el plan de mantenimiento propuesto como parte del proyecto, se incluyen aspectos como: tareas o actividades de mantenimiento, periodo con el cual van a ser realizadas y el personal que ejecutara tales actividades; los dos primeros aspectos son estudiados a profundidad en la tesis presentada, pero el tercer punto depende principalmente de realizar mantenimiento, la cual el equipo de mantenimiento de Subestaciones llevara a cabo estas tareas.

Todo el análisis se hará a partir de la metodología presentada por el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) y su respectiva aplicación en las diferentes subestaciones perteneciente a DELAPAZ.

1.1 Marco Institucional

La empresa DELAPAZ es la mayor empresa de distribución de energía eléctrica del país, brinda el servicio de suministro de electricidad a más de 763.420 clientes de las ciudades de La Paz, El Alto y las provincias del departamento de La Paz.

La mayoría accionaria de ELECTROPAZ fue nacionalizada por decisión soberana, del Estado Plurinacional de Bolivia, mediante el Decreto Supremo N° 1448 de 29 de diciembre de 2012.

El 12 de marzo de 2013, el accionista mayoritario ENDE, en Junta General de Accionistas, determinó el cambio de la razón social de la empresa a “Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. DELAPAZ”, modificándose consecuentemente la Escritura de Constitución y Estatutos, ampliando además su ámbito de acción al nivel departamental.

El martes 19 de marzo de 2013 el Presidente del Estado Plurinacional de Bolivia, Evo Morales, anunció la nueva razón social de la empresa en el Palacio de Gobierno, oportunidad en la que se presentó el nuevo logotipo de la empresa, convirtiéndose esta en la fecha aniversario de DELAPAZ.

MISIÓN

“Somos la empresa de distribución de energía eléctrica de la Corporación ENDE, en el departamento de La Paz, que brinda servicio con calidad y tarifas equitativas; impulsando el desarrollo departamental, con gestión auto sostenible, comprometida con la sociedad, sus trabajadores y el medio ambiente”

VISIÓN

“Ser la empresa de distribución de energía eléctrica de la Corporación ENDE modelo del sector, constituyéndose en el único operador departamental, que satisface la demanda del departamento de La Paz, con calidad, tecnología de punta y confiabilidad, respetando el medio ambiente, con sostenibilidad financiera, generando utilidades, para vivir bien”
(Anuario 2015)

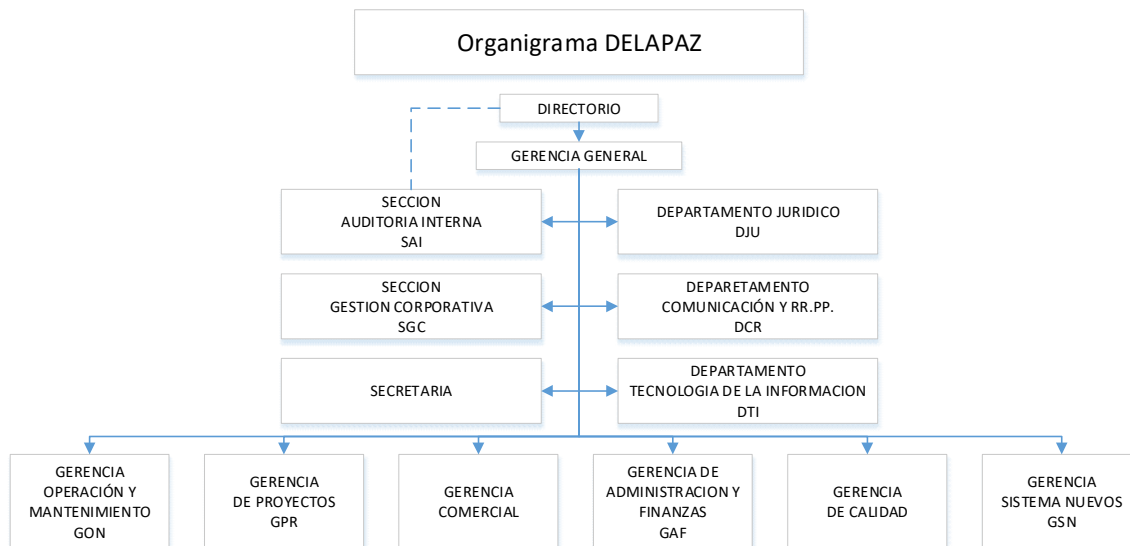


Figura 1 Organigrama de la Empresa

Fuente: Anuario 2015

Elaborado por: Autor

1.2 Planteamiento del Problema

El costo de un transformador de potencia es elevado, por lo que tiene un costo elevado tener uno de repuesto o de respaldo.

En la actualidad las empresas de distribución de los diferentes departamentos del país no realizan el mantenimiento predictivo a sus transformadores, considerándolos como equipo que requiere o no requieren mantenimiento, sin considerar que la aplicación del trabajo se realiza en la subestación se requiere de un monitoreo constante de su estado ya que todo transformador se deteriora al paso del tiempo y es necesario saber en qué momento se requiere realizar un mantenimiento en el interior del transformador.

1.3 Objetivo de la Tesis de Postgrado

1.3.1 Objetivo General

Desarrollar una metodología sobre el mantenimiento predictivo en base a la política del RCM para mejorar la confiabilidad y que tenga la virtud de optimizar la frecuencia y actividades de mantenimiento en los transformadores de potencia

1.3.2 Objetivo Específico

- Realizar una propuesta metodología del RCM (Mantenimiento Centrado en la

confiabilidad), determinando su importancia y sus ventajas del del RCM en transformadores de potencia elegidos en el área de distribución de la empresa DELAPAZ.

- Analizar las pruebas eléctricas, fisico-químicas y especiales en los Transformadores de Potencia.
- Implementar el RCM, mediante el análisis de criticidad en los Transformadores de Potencia de la empresa DELAPAZ.

1.4 Pregunta de Investigacion

El costo de un transformador de potencia es elevado por lo que es muy costoso tener uno de repuesto o de respaldo, por lo que se hace imprescindible hacer el mantenimiento predictivo adecuados basándonos en el RCM donde serán adecuados y en el momento preciso para evitar fallas que provoquen daños irreversibles y evitar el corte de suministro con la perdida de disponibilidad que producirá un costo de inoperancia del transformador.

- ¿Por qué mediante las pruebas y análisis de aceite se aumentará la confiabilidad de los Transformadores de Potencia?
- ¿Cómo afecta la falla de un transformador de Potencia?

1.5 Justificación de la Investigación

La realidad del sector eléctrico como cualquier sector de servicio, requiere el uso eficientemente de los activos, por lo que el mantenimiento ha sido dirigido como parte importante, para mantener la disponibilidad y calidad en las etapas de la distribución.

La operación correcta y el mantenimiento de los activos constituyen principalmente en cualquier empresa electrica, más aún cuando se toman decisiones oportunas para evitar las salidas de las instalaciones o que no están programadas, por lo que debe enfocarse en darle una visión a las empresas tomando en cuenta las actividades de mantenimiento, desarrollando técnicas proactivas que permitan mantener e incrementar la confiabilidad de los equipos y la fiabilidad funcional del transformador.

La falta de mantenimiento de los transformadores y reposición de los mismos sea por su régimen de operación, condición operativa o tiempo de vida, han ocasionado que los programas de mantenimiento sean obsoletos y no acordes a la necesidad de la empresa en

términos de disponibilidad. Todo ello ha desembocado en la ocurrencia de fallas severas que ocasionan interrupciones no planificadas en el servicio eléctrico lo que significa paralización y el daño prematuro del transformador.

Disminuyendo los ingresos económicos de cualquier empresa por desviaciones de los estándares de desempeños de los equipos en operación. Es importante realizar un plan de mantenimiento oportuno y que permita evitar salidas de los transformadores por causas eventualmente prevenibles, que logre en términos de confiabilidad mantener y mejorar la calidad de servicio.

Se debe realizarse un estudio completo razonable, aplicable para todos los transformadores y de sus sistemas funcionales, que comprenda el correcto planeamiento de las diferentes etapas de mantenimiento, así como la frecuencia óptima de las tareas involucradas analizando las consecuencias operacionales y económicas, que se base en una técnica de mantenimiento de Clase Mundial.

En resumen, podemos caracterizar los beneficios de la implantación del programa de mantenimiento basado en el RCM en beneficios directos, reducción de los costos de reparación, tiempo fuera de servicio y sus costos involucrados e indirectos, relacionados con la autoestima de los trabajadores de la empresa, mejora en el desempeño de los mismos, incremento de la productividad y disponibilidad.

1.6 Hipotesis

El Mantenimiento Predictivo Basado en el RCM mejora la confiabilidad en los Transformadores de Potencia.

VARIABLE INDEPENDIENTE	VARIABLE DEPENDIENTE
Mantenimiento Predictivo Basado en el RCM mejora la confiabilidad	Transformadores de Potencia

1.7 Metodología

1.7.1 Metodología de la Investigación

Para el presente proyecto se aplicará una metodología de investigación tipo mixta, ya que se analizará en el método cuantitativo los resultados, análisis y datos de los transformadores de potencia.

Pero a la vez también se aplicará la metodología cualitativa al analizar la propuesta metodológica del RCM y así analizar los datos estadísticos con perspectivas contextualizadas a un nivel profundo.

1.7.2 Tipo de Investigación

El tipo de investigación empleado en el presente proyecto será experimental ya que manejaremos variables, su comportamiento y comparar estas variables que tuvieran con la metodología del RCM, y así obtener las conclusiones adecuadas.

1.7.3 Técnica de Investigación

La técnica de investigación será por experimento, revisando las variables analizando los parámetros de operación de los transformadores de potencia, y después de ver el análisis con la propuesta metodológica del RCM en los transformadores de potencia de la empresa DELAPAZ

1.7.4 Instrumento de Investigación

Como instrumentos de investigación se realizará una lista de control de las variables, un diario de campo, observación esto en las variables de nuestros transformadores de potencia y así tener una buena comparación con las variables después de nuestra propuesta metodológica de RCM.

CAPITULO II

2. Filosofías de Mantenimiento y su Evolución

A pesar que un sistema al inicio de su vida operativa sea plenamente funcional, se debe ser consciente de que, a parte de la perfección del diseño de su sistema, de las tecnologías empleadas en su producción y la calidad de los materiales usados en la fabricación a lo largo de su operación se producirá cambios irreversibles. Estos cambios son el resultado de procesos tales como corrosión, abrasión, acumulación de deformaciones, distorsión, sobrecalentamientos y fatigas.

A menudo estos procesos se superponen e interactúan unos con otros y causan cambios condiciones normales de operación del sistema además pueden ser acelerados por las condiciones ambientales de trabajo más conocido como condiciones operativas (altura, presión, humedad, ambiente y corrosivo.), régimen operativo (sobrecargas bruscas, errores de los operadores) y régimen de mantenimiento (mantenimiento incorrecto.).

Este cambio en las características del sistema con respecto a valores nominales se conoce como fallo del sistema, se define como:

"Suceso cuya realización provoca, o bien la pérdida de capacidad para realizar las funciones requeridas, o bien la pérdida de capacidad para satisfacer los requisitos especificados." (J. Mounbray Año 2004)

Independiente de cual sea la causa de la falla este evento produce la transición del sistema de en estado normal operativo a un estado de falla.

Para que un sistema pueda ser capaz de salir de su estado de falla primeramente deber ser recuperable su funcionalidad y luego deben implementarse tareas de mantenimiento. Además de las tareas de mantenimiento después de ocurrido la falla, un sistema requiere tareas adicionales para mantenerlo en estado de funcionamiento las cuales son menos costosas y complejas que las primeras.

Una de las mayores preocupaciones en los sistemas es el perfil de funcionalidad, con énfasis al tiempo en el cual estará considerado disponible para el cumplimiento de sus funciones, principales y responsables de este aspecto serán los siguientes factores:

- Confiabilidad.
- Mantenibilidad
- Soportabilidad de un sistema

Que determinan directamente la frecuencia de presencia de fallos, la complejidad de tareas de recuperación y la facilidad del apoyo a las tareas exigidas.

La logística y el mantenimiento, cuyo objetivo es gestionar el suministro de recursos necesarios para la conclusión de tareas operativas y de mantenimiento.

2.1 Proceso de Mantenimiento

Para que un activo se encuentre en estado de disponibilidad durante tanto tiempo como sea posible es necesario realizar tareas de mantenimiento apropiadas. Algunas de estas tareas son sugeridas por el fabricante, pero en la práctica estas tareas no bastan para garantizar la disponibilidad de los activos, por lo cual ahí se establece la necesidad de realizar tareas adicionales.

Entonces, el proceso para mantener la capacidad del activo o ítem para realizar su función requerida es conocido como proceso de mantenimiento, y se define como:

"Mantenimiento es un conjunto de actividades técnicas y administrativas cuya finalidad es conservar o restituir a un activo las condiciones que le permitan realizar una función y comprenda todas las acciones necesarias para que un activo sea conservado o restaurado de modo de poder permanecer de acuerdo a una condición específica." (A.M.Smit, Año 2004)

Un proceso de mantenimiento establece tareas de mantenimiento cuyos objetivos principales se nombran a continuación:

- **Cambio del Estado Superficial:** Ejemplos típicos son: lavado, limpieza, pintura, etc.
- **Aumentar la Confiabilidad y la Seguridad:** Lo que pretende es reducir la probabilidad de aparición de fallas funcionales. Las tareas más comunes de ese tipo son: inspeccionar, controlar, comprobar, verificar, probar, ejecutar pruebas funcionales.
- **Consecución de una Tasa Óptima de Consumo:** Ejemplo: eliminación de pérdidas

de aceite dieléctrico. Lo que contribuye al costo-eficiencia del proceso de mantenimiento y operación.

- **Recuperación de la Funcionalidad del Ítem:** Las tareas más frecuentemente realizadas para recuperar la funcionalidad son: revisar, reparar y restaurar. Esto se conoce generalmente como Mantenibilidad.

Además, cada tarea de mantenimiento exige ciertos recursos para llevar a cabo dicha acción con total éxito, estos recursos son llamados Recursos de Mantenimiento, los cuales pueden agruparse en las siguientes categorías:

- **Abastecimiento:** Suministro de repuestos, elementos de reparación, consumibles, suministros especiales y artículos de inventario.
- **Equipos de Prueba y Apoyo:** Incluye las herramientas, equipos especiales de pruebas, equipos de comprobación y calibración, bancos de prueba para mantenimiento y equipos auxiliares de servicio.
- **Personal:** Necesario para la instalación, comprobación, manejo y realización del mantenimiento del activo y de los equipos necesarios de prueba y de apoyo.
- **Instalaciones:** Instalaciones especiales para la ejecución de las tareas de mantenimiento como: talleres de mantenimiento, laboratorios de ensayos y equipos de prueba.
- **Datos Técnicos:** Manuales de mantenimiento, procedimiento de comprobación, instrucción de mantenimiento, procedimientos de inspección y calibración, procedimientos de revisiones generales, instrucciones de modificación, información sobre instalaciones, planos. Los datos no solo se refieren al activo, sino también al equipo de apoyo y prueba, transporte y manejo del equipo.
- **Recursos Informáticos:** Comprende las computadoras y sus accesorios, software, bases de datos, necesarios para realizar la gestión del mantenimiento.

El proceso de mantenimiento tiene sus propias restricciones, entre las más frecuentes se hallan:

- Presupuesto

- Programación, tiempo disponible, horas hombre disponibles.
- Reglamentaciones de seguridad.
- Entorno, clima.

Un factor muy importante y característico del mantenimiento en los sistemas eléctricos son los requerimientos de seguridad tanto para la realización de tareas de mantenimiento sobre instalaciones fuera de servicio, como para aquellas actividades de mantenimiento que se realizan en servicio. (A. Mora. Año 2009)

2.1.1 El Mantenimiento con Relación de la Disponibilidad Seguridad y Economía

La disponibilidad es una característica que resume cuantitativamente el perfil de funcionabilidad de un elemento. La necesidad de disponibilidad es tan importante como la seguridad para un activo, esto se debe al costo asociado por tener el equipo fuera de servicio, entonces para lograr maximizar la disponibilidad existen varios métodos uno es construir un sistema muy confiable y por consiguiente costoso. El segundo es suministrar un sistema que, cuando falle sea fácil de restablecer, de esta forma si todo está construido muy confiable y todo es fácil de reparar, se obtiene un sistema eficaz, pero que nadie puede pagar.

Para disminuir la indisponibilidad de un sistema se debe tomar en cuenta algunos criterios como realizar el mantenimiento durante los tiempos de inmovilización programados, o bien durante una parada nocturna transfiriendo la carga a los diferentes alimentadores de otras subestaciones. En relación a la seguridad, la realización de las tareas de mantenimiento tiene asociado un cierto riesgo tanto respecto de la realización incorrecta de una tarea de mantenimiento específica, como de las consecuencias que la realización de la tarea acarrea en otro componente del sistema, esto es, la posibilidad de inducir un fallo en el sistema durante el mantenimiento.

La realización de cualquier tarea de mantenimiento está asociada con unos costos, tanto en términos de costo de recursos de mantenimiento, como de costo de las consecuencias de no tener el sistema disponible para la operación. Por lo tanto, los departamentos de mantenimiento son unos de los mayores centros de costo, habiéndose convertido así en un factor crítico en la ecuación de rentabilidad de muchas compañías. (J. Monbray Año 1997)

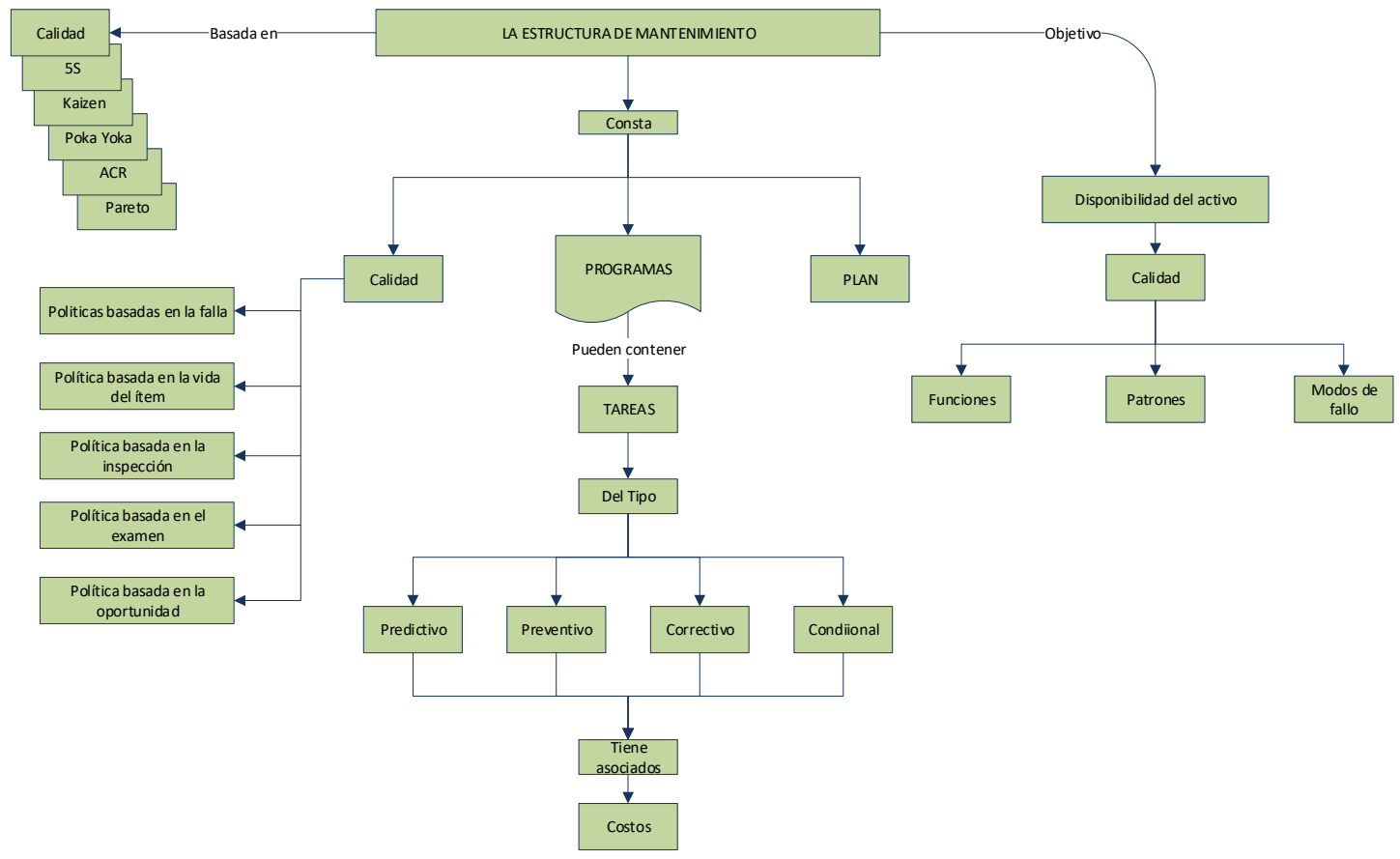


Figura 2 Estructura de Mantenimiento
Fuente: O Campos, G. Tolentino Año 2014
Elaborado: Por los autores

En consecuencia, puesto que las operaciones de mantenimiento se vuelven cada vez más costosas, cada vez se reconoce más la importancia de la ingeniería de mantenimiento.

El mantenimiento está estructurado de la siguiente forma:

- **Política de Mantenimiento:** La política de mantenimiento establece la estrategia, lineamientos y pautas a seguir en la organización funcional del mantenimiento, conformando las etapas de planificación, programación, preparación, ejecución y evaluación de resultados.
- **Plan de Mantenimiento:** El plan de mantenimiento es aquel, elaborado conforme a la política de mantenimiento, define los programas de mantenimiento a realizar en un periodo de tiempo determinado.
- **Programa de Mantenimiento:** Los programas de mantenimiento son aquellos en los cuales se definen básicamente: tareas y fecha de ejecución.

Tanto la política como el plan y los programas de mantenimiento deben estar perfectamente determinados y documentados a los efectos de llevar a cabo una exitosa gestión. (J. Shinto Año 2004)

2.1.2 Tipos De Mantenimiento

Existen cuatro tipos de mantenimiento, los cuales se aplican distintas etapas de la vida útil del equipo. Para poder determinar con algo de lógica el periodo más factible aplicar a cada tipo de mantenimiento, teóricamente existe la llamada “curva de falla” en la figura 2, la cual indica la probabilidad de la ocurrencia de fallas y averías para determinar etapas de operación del transformador en función del factor del tiempo.

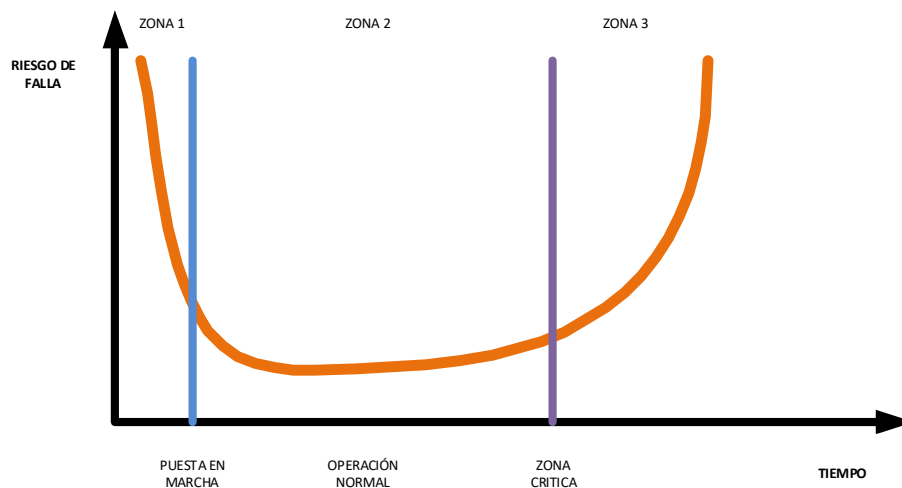


Figura 3 Curvas de Fallas del Transformador de Potencia
Fuente: A. Mora G. Año 2009
Elaborado por: Los Autores

Las curvas anteriores se la pueden explicar de la siguiente manera:

Zona 1: Riesgo elevado en la etapa de montaje del transformador de potencia y puesta en marcha.

Zona 2: Riesgo bajo en la etapa de operación del transformador de potencia (siempre que el equipo reciba los cuidados y reparación adecuada).

Zona 3: Riesgo elevado en la etapa de operación del transformador de potencia que cumplió su ciclo de vida (los cuales reciben un óptimo mantenimiento podría operar sin presencia de fallas). (A. Mora G. Año 2009)

De esta forma se establecen básicamente 4 tipos de mantenimiento:

- Mantenimiento Predictivo
- Mantenimiento Preventivo
- Mantenimiento Correctivo
- Mantenimiento Bajo Condición

2.1.2.1 Mantenimiento Predictivo

Toda tarea que permita garantizar la calidad de servicio deseada, de un activo, sobre la aplicación sistemática de técnicas de análisis, utilizando medios de supervisión o de

muestreo, para reducir al mínimo el mantenimiento preventivo y disminuir al máximo el mantenimiento correctivo.

En este tipo de mantenimiento no se requiere desarme, el estado del activo y/o de sus partes integrantes, se hace por inspección o a través de mediciones y controles de sus parámetros de funcionamiento. (A.Mora G. Año 2009)

El mantenimiento predictivo puede realizarse de dos formas:

- **Mantenimiento Predictivo en Servicio:** No implica interrumpir el servicio normal que el ítem está prestando para efectuar dicho mantenimiento. Ejemplo: extracción de muestras de aceite para pruebas de cromatografía en transformadores.
- **Mantenimiento Predictivo Fuera de Servicio:** Implica interrumpir el servicio normal que el ítem está prestando para efectuar dicho mantenimiento. Ejemplo: prueba de respuesta de frecuencia en transformadores.

Las tareas de mantenimiento predictivo generalmente constan de las siguientes actividades:

- Inspección o check-list
- Ensayos o medición de parámetros característicos

2.1.2.2 Mantenimiento Preventivo

Toda tarea que se realiza sobre un activo que se encuentra en condiciones normales de operación, con el objeto de reducir la probabilidad de falla o deficiencia en el funcionamiento, pudiéndose prevenir y programar. (A. Mora. Año 2009)

El mantenimiento preventivo puede efectuarse de tres formas:

- **Mantenimiento Preventivo Periódico Programado Fuera de Servicio:** Efectuado en intervalos predeterminados de tiempo o de acuerdo a criterios preestablecidos. En general implica desarmes y revisión de sus componentes internos. Ejemplo: revisión de cámaras de extinción de arco en interruptores.
- **Mantenimiento preventivo periódico programado en servicio:** Efectuado en intervalos predeterminados de tiempo, o de acuerdo a criterios preestablecidos. Ejemplo: mantenimiento del gabinete de control local en transformador

- **Mantenimiento preventivo no periódico programado:** Mantenimiento normalmente no esperado, que se efectúa aprovechando la oportunidad de una salida fuera de servicio normal del ítem.

Las tareas de mantenimiento preventivo generalmente constan de las siguientes actividades:

- Desmontaje
- Reacondicionamiento, reparación o reemplazo
- Montaje
- Comprobaciones y/o mediciones
- Pruebas funcionales

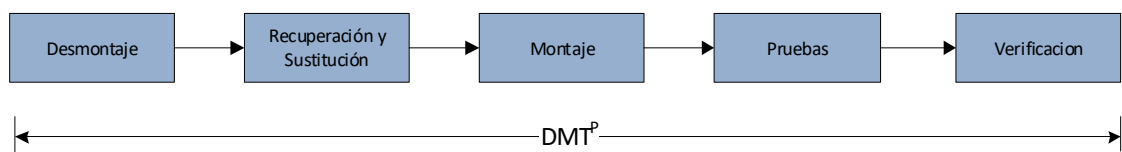


Figura 4 Típica Tarea de Mantenimiento Preventivo
Fuente: A. Mora Año 2009
Elaborado: Autor

Donde

DMT^P: Duración total del mantenimiento preventivo

2.1.2.3 Mantenimiento Correctivo

Mantenimiento efectuado luego de ocurrida una falla y destinado a volver a colocar el activo en condiciones de ejecutar su función requerida. (A. Mora Año 2009)

El mantenimiento correctivo puede ser de 2 formas:

- **Mantenimiento Correctivo Programable:** Es cuando la falla resulta de características tales que permite mantener en servicio al activo a pesar de no satisfacerse la plenitud de las funciones del mismo o de sus partes integrantes, hasta cuando se pueda programar su salida fuera de servicio. Ejemplo: Pequeña pérdida de aceite en un transformador.
- **Mantenimiento correctivo no programable:** Este puede dividirse en dos tipos:

- **Mantenimiento correctivo de urgencia:** Cuando el mantenimiento es necesario efectuarlo a la brevedad posible, pues por la severidad de la falla, peligra la integridad o la prestación del activo o de sus partes integrantes. Ejemplo Punto caliente en los terminales de conexión de los bushings.
- **Mantenimiento correctivo de emergencia:** Cuando el mantenimiento es necesario efectuarlo en forma inmediata, generalmente surge a causa de una avería.

Las tareas de mantenimiento correctivo generalmente constan de las siguientes actividades:

- Detección o localización de falla
- Desmontaje
- Reacondicionamiento, reparación o reemplazo
- Montaje
- Comprobaciones y/o mediciones
- Pruebas funcionales

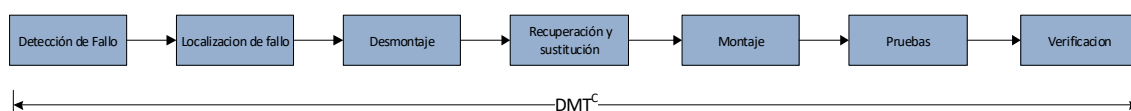


Figura 5 Típica Tarea de Mantenimiento Correctivo

Fuente: A. Mora Año 2009

Elaborado por: Autor

Donde

DMT^C: Duración total del mantenimiento correctivo

2.1.2.4. Mantenimiento Detectivo o Condicional

Se denomina mantenimiento detectivo o condicional a todas aquellas tareas que se ejecutan en busca de fallas, también denominadas "check-list"; pruebas funcionales. Es una técnica utilizada para detectar si algo falla (detección de fallas ocultas) Ejemplo: chequeo del funcionamiento de las protecciones. (A. Mora Año 2009)

Las tareas de mantenimiento correctivo generalmente constan de las siguientes

actividades:

- Evaluación de la condición
- Interpretación de la condición
- Toma de decisión

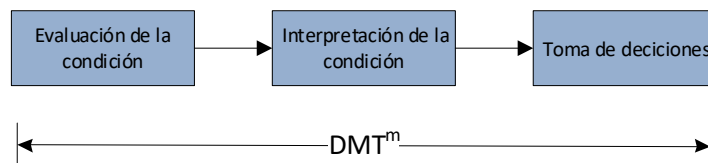


Figura 6 Típica Tarea de Mantenimiento Condicional
Fuente: A. Mora Año 2009
Elaborado por: Autor

Donde

DMT^m : Duración total del mantenimiento condicional

El tipo de mantenimiento a emplear, así como sus características cualitativas y cuantitativas a aplicar sobre cada activo, es importante que este perfectamente determinadas y detalladas en la documentación correspondiente a política de mantenimiento.

2.2 Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad

La confiabilidad es una de las características del rendimiento de un sistema donde la precisión en la evaluación de la confiabilidad de un sistema depende del conocimiento de sus modos de falla.

La precisión en la predicción de la confiabilidad es también crucial desde el punto de vista económico. La confiabilidad de un ítem determina la productividad operativa del mismo, así como los gastos de reparación y mantenimiento. Puede asimismo determinar el intervalo en que se distribuyen los costos operativos, y en el que se obtienen ingresos o servicios. Por tanto, la confiabilidad es un factor central para determinar el costo del ciclo de vida de un ítem.

Además de las consideraciones relativas al costo del ciclo de vida, la prevención de accidentes es generalmente muy importante. La confiabilidad es claramente un factor esencial en la seguridad de un producto. Con esta motivación, los métodos desarrollados

para el análisis de confiabilidad son bastante amplios y han probado su gran eficacia en muchos casos a la hora de asegurar una longevidad adecuada de los sistemas. (A. Mora Año 2009)

2.2.1 Definición de Confiabilidad

La palabra confiabilidad es una definición técnica precisa la cual se describe a continuación:

"Confiabilidad es la probabilidad de que un dispositivo realice adecuadamente su función prevista a lo largo del tiempo, cuándo opera en el entorno para el que ha sido diseñado."(A. Mora Año 2009)

Debe observarse que hay cuatro puntos importantes dentro de esta definición. Estos son:

- Probabilidad.
- Un funcionamiento adecuado.
- Calificación con respecto al entorno.
- Tiempo.

Matemáticamente se define confiabilidad como la probabilidad que un sistema o ítem no falle y se determina por medio de la siguiente ecuación:

Ecuación 1 Confiabilidad – Probabilidad

Fuente: A. Mora Año 2009

Elaborado por: Autor

$$Ra = 1 - Pf$$

Donde

Ra: Probabilidad de Confiabilidad o éxito de supervivencia en un tiempo a

Pf: Probabilidad de falla en ese mismo tiempo a

El punto de partida para el estudio de la confiabilidad es el funcionamiento correcto. Inicialmente, no se define el funcionamiento correcto de forma más específica sin embargo se señala el hecho de que el complemento del funcionamiento correcto es la falla. Entonces se puede deducir que un sistema o ítem tiene solamente tiene dos estados de funcionamiento posible:

- En servicio o disponible

- Fuera de servicio o indisponible

Para evaluar el funcionamiento de un sistema se lo realiza por medio de los siguientes índices de confiabilidad:(R. Peralta Año 2011)

- **Disponibilidad:** Este índice evalúa el tiempo que un sistema permanece en el estado disponible con respecto a un periodo determinado y generalmente se lo muestra en horas.
- **Mantenibilidad:** Este índice evalúa el tiempo en el cuál un sistema puede recuperar su estado de disponibilidad y generalmente se lo muestra en horas.
- **Confiabilidad:** Este índice evalúa la frecuencia con la que el sistema cambia de un estado disponible a indisponible y generalmente se muestra en número de fallas al año (λ).

2.2.2 Confiabilidad en Función del Tiempo

La definición de confiabilidad que se dio anteriormente indica que la confiabilidad es la probabilidad de funcionamiento satisfactorio a lo largo del tiempo. En una muestra de ítems idénticos, la supervivencia (o duración de vida) se dispersa de una manera que se modela bien con la probabilidad y , por tanto, con una función de distribución. Por consiguiente definir a la confiabilidad en función del tiempo implica la especificación de las distribuciones de probabilidad, las cuales deben ser modelos razonables de la dispersión de duración de vida.

En principio se puede considerar cualquier función de distribución para crear un modelo de duración de equipos. En la práctica, las funciones de distribución que tienen funciones de riesgo parecen más realistas y, dentro de esta clase, existen unas pocas que son consideradas como aquellas que proporcionan los modelos más razonables de confiabilidad, entre las cuales tenemos:

Distribución Exponencial

Es el modelo de distribución más popular debido a su sencillez matemática y por tanto tratable y se considera representativo del intervalo de vida funcional del ciclo de vida. La distribución exponencial es la única distribución de probabilidad que tiene una función de riesgo $h(t)$ constante. La función de riesgos es más conocida como función tasa de fallas.

La expresión general de la exponencial es: (A Mora Año 2014)

Ecuación 2 Funcion de Confiabilidad Distribucion Exponencial

Fuente: A. Mora Año 2014

Elaborado por: Autor

$$F(t) = \lambda e^{-\lambda \cdot t} \quad \text{para} \quad 0 \leq t < \infty$$

En donde λ es llamado tasa de fallas y es igual al numero de fallas por unidad de tiempo.

Obsérvese que para esta función de distribución:

Ecuación 3 Funcion de la tasa de Fallas Distribucion Exponencial

Fuente: A. Mora Año 2014

Elaborado por: Autor

$$\lambda = \frac{1}{MTBF}$$

Donde:

MTBF: Tiempo Medio entre Fallas (Mean Time Between Failures)

Esta es tanto una característica deseable como indeseable del modelo. El atractivo del resultado estriba en su simplicidad. Problemas con el modelo de riesgo constante giran en torno a la propiedad asociada de ausencia de memoria que exhibe, y el hecho asociado de que la probabilidad de supervivencia condicional es independiente de la edad.

Distribución Weibull

Un modelo de distribución de vida alternativo que también se utiliza mucho es la distribución Weibull. Se puede presentar de varias maneras. La más general es:

Ecuación 4 Funcion de Confiabilidad de Weibull

Fuente: A. Mora Año 2014

Elaborado por: Autor

$$F(t) = e^{-\left[\frac{t-\gamma}{\theta}\right]^\beta}$$

Donde:

θ : Es el parámetro de escala que tiene influencia en la media y en la desviación, también conocido como "vida característica", expresado en unidades de tiempo; si esta se incrementa, la confiabilidad también lo hace y la pendiente de la tasa de falla decrece.

β : Es definida como el parámetro de envejecimiento

γ : Parametro de Posicion

$\beta < 1$ indica mortalidad infantil.

$\beta = 1$ falla con distribución aleatoria.

$\beta > 1$ indica fallas debido al envejecimiento.

La función tasa de fallas viene dada por la expresión dado que esta es la probabilidad condicional de que ocurra una falla en el intervalo de tiempo comprendido entre t y $t + \Delta t$.

Ecuación 5 Funcion de Tasa de Falla Weibull

Fuente: A. Mora Año 2014

Elaborado por: Autor

$$\lambda(t) = \frac{\beta}{\theta} \left[\frac{t-\gamma}{\theta} \right]^{\beta-1}$$

En la función Weibull el 63.2 % de las fallas han ocurrido cuando $t=\theta$.

A diferencia de otro tipo de distribuciones probabilísticas, la Weibull tiene la ventaja de proporcionar un análisis de falla y predicción de riesgo muy precisos, sin importar el número de datos recolectados, generalmente los resultados son satisfactorios con muy pocos datos. (A. Mora Año 2014)

Distribución log-normal

Otro modelo popular es el de la distribución log normal. Debido a que no es tratable algebraicamente, la distribución log-normal se expresa generalmente en términos de su función de densidad:

Ecuación 6 Funcion de Densidad Probabilidad de fallas Log-normal

Fuente: A. Mora Año 2014

Elaborado por: Autor

$$f(t_j) = \frac{\exp\left[-\frac{(\ln(t_j) - \mu)^2}{2\sigma^2}\right]}{t_j \sigma \sqrt{2\pi}}$$

Esta función de distribución se puede ser evaluada por medio de métodos numéricos con facilidad. También es bien conocido que sus parámetros corresponden a los momentos de la distribución, es decir, $\mu = E[t]$ es la media de la distribución y σ^2 es la varianza, la cual

es igual a $E[t^2] - E^2[t]$. Por otra parte, se considera frecuentemente que la distribución logarítmica normal es un modelo representativo de la duración de vida de ciertos componentes electrónicos.

El modelo es bastante útil y muestra la característica única de que, para valores de los parámetros seleccionados adecuadamente, la función tasa de fallas aumenta y luego disminuye. (A. Mora Año 2014)

Distribución Gamma

Hay otra distribución que se utiliza extensamente para el desarrollo de modelos de confiabilidad, esta es la distribución gamma. La representación de la función de densidad para la distribución gamma es:

Ecuación 7 Funcion Densidad de Probabilidad de Falla Gamma
Fuente: A. Mora Año 2014
Elaborado por: Autor

$$f(t_j) = \frac{\lambda^\beta}{\Gamma(\beta)} (t_j)^{\beta-1} \exp^{-\lambda t_j}$$

Y la función de distribución puede expresarse analíticamente sólo cuando el parámetro β es entero. En este caso, la función de distribución es:

Ecuación 8 Tiempo Medio entre Fallas Distribucion Gamma
Fuente: A. Mora Año 2014
Elaborado por: Autor

$$MTBF = \frac{\beta}{\lambda}$$

Como en el caso de la distribución Weibull, Este modelo muestra una tasa de fallas creciente cuando $\beta > 1$, decreciente cuando $\beta < 1$, y constante cuando $\beta = 1$. Su desventaja es que es bastante difícil tratarla algebraicamente, pero su ventaja es que surge naturalmente como la convolución de distribuciones exponenciales. Por lo tanto, tiene un interés práctico en relación a los procesos de fallos físicos.

2.2.3 Origen y Definición del RCM

El mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) tiene sus orígenes en la industria de la aviación a mediados de la década de los setenta cuando se efectuó un informe sobre los

procesos utilizados para preparar los programas de mantenimiento de las aeronaves.

El informe concluía con un documento que decía:

"El desenvolvimiento es una dirección al control de la confiabilidad, a través de factores que la afectan y provee un sistema de acciones para mejorar los niveles de baja confiabilidad, cuando existan. En el pasado se ha puesto énfasis en el control de los períodos de las revisiones para dar un nivel satisfactorio de confiabilidad.....la confiabilidad y la periodicidad de la revisión, no están necesariamente direccionados a tópicos asociados..." (J. Mounbray Año 1997)

Esta era un duro golpe a la estructura del mantenimiento tradicional, en donde el tiempo de revisiones sucesivas, representaba un factor muy importante en el control de la frecuencia de fallos.

De este informe presentado se emitieron dos conclusiones importantes:

- Las revisiones programadas tienen poco efecto en la confiabilidad total de un activo complejo, a no ser que tenga un tipo de falla dominante.
- Hay muy pocos activos para los cuales no existe una forma de mantenimiento programado.

El éxito del RCM en el sector de la aviación ha hecho que otros sectores como la del sector eléctrico se interesen en esta filosofía de gestión de mantenimiento, adecuándolas a sus necesidades operacionales.

La técnica RCM (Reability Centered Maintenance) es una metodología que pretende determinar sistemáticamente un mantenimiento del activo o ítem desde el punto de vista funcional, que logre de manera efectiva y eficiente, alcanzar los niveles de seguridad y confiabilidad fijados para los mismos.

Un aspecto clave de esta filosofía es reconocer que el mantenimiento asegura que un activo continúe cumpliendo su función de forma eficiente en el contexto operacional comprendiendo que el mismo se debe encontrar dentro de los límites de ejecución como:

La capacidad inherente y la confiabilidad inherente limitan las funciones de cada activo.

El mantenimiento, la confiabilidad y la capacidad del activo no pueden aumentar más allá de su nivel propio del diseño.

El mantenimiento solo puede lograr el funcionamiento de un activo cuando el estándar de ejecución esperado de una determinada función está dentro de los límites de la capacidad o confiabilidad del diseño.

Anthony Smith define el RCM como:

"Una filosofía de gestión de mantenimiento, en el cual un grupo multidisciplinario, se encarga de optimizar la confiabilidad operacional, estableciendo las actividades más efectivas de mantenimiento, en función de la criticidad de los activos pertenecientes a dicho sistema". (A, Smith Año 2004)

En otra palabra esto significa un grupo multidisciplinario se encarga de maximizar la confiabilidad operacional de un sistema, identificando los requerimientos necesarios de mantenimiento según la importancia y criticidad de los activos, partiendo de la función requerida dentro del contexto operacional y finalizando con el análisis del posible efecto y consecuencia de la ocurrencia de los modos de falla que van directamente relacionados con las fallas funcionales.

2.2.4 Diferencias entre el RCM y el Mantenimiento Preventivo Tradicional

La selección y el planeamiento de las tareas de mantenimiento preventivo han sido desarrolladas bajo la idea de que el mantenimiento preventivo puede evitar la gran mayoría de fallas, pero esto no es cierto.

La filosofía del mantenimiento tradicional es la preservación del activo, sin ninguna preocupación en las funciones en el sistema y sus prioridades en términos de optimización de los recursos en relación a una reducción de los costos de mantenimiento. La mayoría de programas de mantenimiento preventivo han sido desarrollados a partir de una serie de procesos generalmente dictaminados por la experiencia en activos similares, palpitos, recomendaciones del fabricante, actitudes forzadas (cuanto más preventivo mejor o cuando menos preventivo mejor).

Ciertamente estos procesos no son optimizados y carecen de una metodología estructurada para la selección de las tareas de mantenimiento, por consiguiente, no hay modo de saber si las tareas establecidas son técnicamente correctas o representan una optimización de los recursos además ciertas tareas preventivas introducen fallas en los ítems.

El RCM es un nuevo método para el planeamiento del mantenimiento que, a pesar de utilizar las diversas técnicas de mantenimiento existentes, exige que alguna de las prácticas corrientes de mantenimiento preventivo, sean transformadas.

En si al RCM lo distinguen de la práctica tradicional los siguientes aspectos:

- Preservación de la función del sistema
- Identificación de fallas funcionales.
- Priorización las fallas funcionales de acuerdo a sus consecuencias.
- Selección de tareas de mantenimiento aplicable y costo-eficientes, por medio de un diagrama de decisión.

Aquí cabe señalar que el RCM destaca la preservación de la función del sistema que no es lo mismo que preservar la operación del activo, aunque sí preservamos la función del sistema, por medio de la preservación de la operación de todos sus componentes, pero no todos los componentes tienen la misma importancia.

Por todo lo expuesto anteriormente se puede resumir las diferencias entre RCM y mantenimiento preventivo tradicional en la siguiente tabla:

Tabla 1 Comparación entre el Mantenimiento Tradicional y el RCM
Fuente: O. Campos- G. Tolentino Año 2014
Elaborado por: Autor

MANTENIMIENTO PREVENTIVO TRADICIONAL	MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD RCM
Focalizado en el activo	Focalizado en el sistema
Mantener el activo	Mantener la función del sistema
Tareas identificadas con base en "lo que puede ser hecho"	Tareas identificadas con base en "lo que debe ser hecho"
No enfatiza la recolección de datos de fallas	Prioriza la recolección y análisis continuo de datos de fallas

La implementación del RCM no se agota en la formulación del plan de mantenimiento, pues se trata de un proceso continuo donde el plan es periódicamente revisado en función de los datos de fallas y de las reparaciones, que deben ser continuamente recolectados y mantenidos en una base de datos. (O. Campos-G. Tolentino Año 2014)

La importancia de una base de datos de fallas y reparaciones, es donde se pueden extraer las ventajas principales del RCM, particularmente en lo que concierne a la determinación de los intervalos más apropiados para la realización de las diversas tareas de

mantenimiento preventivo, aunque la inexistencia de esa base de datos no inhabilita la implementación del RCM pues la metodología aplicada trae ventajas substanciales sobre el proceso tradicional.

Además de la ventaja ya mencionada existen otras como las mencionadas a continuación:

- Responde a las debilidades derivadas de los enfoques tradicionales de mantenimiento.
- Permite asociar y evaluar los riesgos en función de las fallas.
- Facilita optimizar los recursos de mantenimiento.
- Además, su aplicación busca definir estrategias de mantenimiento que:
- Mejoren la seguridad
- Mejoren el rendimiento operacional de los activos
- Mejoren la relación costo/riesgo-efectividad de las tareas de mantenimiento.
- Minimicen la ocurrencia de fallas, o al menos reduzcan el impacto económico una vez ocurrida la misma.
- Sean documentadas, auditables y realimentadas de nueva información.

2.2.5 Etapas del Proceso del RCM

En el RCM, un programa de mantenimiento preventivo es generado a partir de realizar un análisis de las consecuencias de las fallas funcionales del sistema, seguido de un análisis de la relación entre cada tarea y las características de confiabilidad de los tipos de falla para determinar si la tarea es esencial desde la óptica de seguridad y conservación del medio ambiente y deseable desde el punto de vista costo-beneficio. (J. Moubray Año 1997)

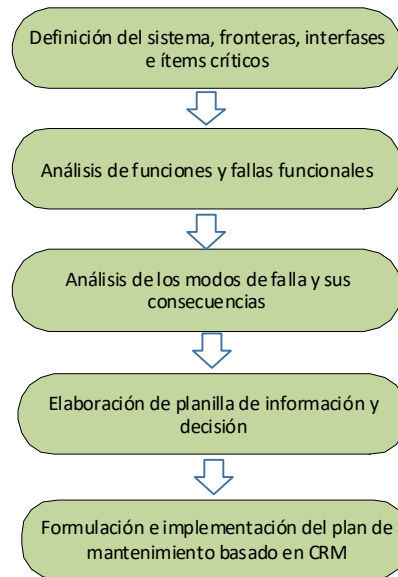


Figura 7 Proceso del RCM
Fuente: J. Moubray Año 1997
Elaborado por: Autor

El proceso consiste en una serie ordenada y lógica de pasos sistemáticamente orientados han de identificar las funciones de los equipos, sus fallas funcionales, los modos y causas de fallas dominantes y sus efectos.

El método utiliza la experiencia acumulada durante la operación y el mantenimiento del equipamiento para determinar, por una parte, la criticidad de las fallas (probabilidad, severidad.) Y, por otra, la definición de las tareas de mantenimiento más eficaces y el ajuste de las frecuencias de realización de las mismas.

2.2.5.1 Selección del Equipo para Comenzar a Aplicar RCM

Para la selección es mejor comenzar a aplicar el RCM a ítems o activos que cumplan con las siguientes características: (J. Moubray Año 1997)

- Ítems que se presenten un alto contenido de tareas de mantenimiento preventivo así altos costos de mantenimiento.
- Ítems que presenten alto número de acciones de mantenimiento correctivo durante los dos últimos años de operación.
- Una combinación de los anteriores.

- Ítems con altos riesgos con respecto a la seguridad y el medio ambiente.
- Ítems donde no existe confianza en el mantenimiento.
- Ítems que recién estén empezando su vida de operacional.

2.2.5.2 Las 7 Preguntas del Rcm

El proceso RCM proporciona siete preguntas que se deben efectuar respecto al equipo seleccionado: (J. Moubray Año 1997)

Según esta Norma, las 7 preguntas básicas del proceso RCM son:

- ¿Cuáles son las funciones deseadas para el equipo que se está analizando?
- ¿Cuáles son los estados de falla (fallas funcionales) asociados con estas funciones?
- ¿Cuáles son las posibles causas de cada uno de estos estados de falla?
- ¿Cuáles son los efectos de cada una de estas fallas?
- ¿Cuál es la consecuencia de cada falla?
- ¿Qué puede hacerse para predecir o prevenir la falla?
- ¿Qué hacer si no puede encontrarse una tarea predictiva o preventiva

Estas siete preguntas que básicamente constituye el proceso RCM, las cuales deberán ser respondidas por medio de herramientas que se mencionarán posteriormente.

Entonces cabe la pregunta que significa función o estándar de ejecución del activo, que es una falla funcional, modo de falla, la diferencia entre efecto y la consecuencia de falla.

2.2.5.3 Funciones y Patrones de Desempeño

Cada tipo de ítem tiene frecuentemente muchas funciones. Como el objetivo de mantenimiento centrado en la confiabilidad es asegurar que continúe cumpliendo esas funciones, todas ellas deben ser identificadas, juntamente con sus patrones de desempeño. Las funciones son divididas en dos categorías principales (funciones primarias y secundarias) y después divididas en varias sub. -categorías. (A. Mora Año 2009)

Funciones Primarias

Las funciones primarias son fáciles de ser reconocidas pues el nombre de muchos ítems está basado en su función primaria.

Por ejemplo, la función principal de un transformador es transformar el nivel de voltaje, la de un interruptor es la de interrumpir la circulación de corriente, etc.

Funciones Secundarias

Generalmente se espera que los distintos ítems realicen una o más funciones además de sus funciones primarias. Estas son conocidas como funciones secundarias.

Para asegurar que ninguna función secundaria sea ignorada, fueron divididas en siete categorías:

- Integridad ambiental
- Seguridad/integridad estructural
- Control/contención
- Apariencia
- Protección
- Economía /eficiencia
- Funciones superfluas

Las funciones secundarias son menos obvias que las primarias, aunque a veces la pérdida de una función secundaria puede traer graves consecuencias, a veces más serias que la pérdida de la función primaria. Así, las funciones secundarias frecuentemente necesitan tanto o más mantenimiento que las funciones primarias, por ello deben ser bien identificadas.

Cabe señalar que las funciones superfluas se refieren a activos que no cumplen una función actual, pero están activos en la instalación.

Patrones de desempeño

La frontera entre el funcionamiento satisfactorio de un ítem y el estado de falla del mismo está especificada por el patrón de desempeño. Generalmente, el patrón de desempeño está fijado por el profesional responsable y puede tener varios puntos de vista según sea el profesional actuante.

Un ejemplo muy claro de esto es la pérdida de aceite por desgaste del empaque del radiador de un transformador. Para el profesional de mantenimiento la pérdida de aceite lo ubica por debajo del patrón de desempeño.

Pero para el profesional de operación mientras puede permanecer en servicio, está dentro

del patrón de desempeño especificado y para el responsable de seguridad y medio ambiente, la pérdida de aceite es motivo de ubicarlo fuera del patrón mencionado.

2.2.5.4 Fallas Funcionales

Como resultado, ha existido una demanda internacional por una norma que establezca criterios que un proceso deba cumplir de modo de poder ser llamado “RCM”.

La Norma **SAE JA 1011** satisface esta necesidad, fue publicada en agosto de 1999.

“La Norma **SAE JA 1012**, es una guía para la Norma del RCM, pero no intenta ser un manual ni una guía de procedimientos para realizar el RCM. Aquellos que desean aplicar RCM están seriamente invitados a estudiar la materia en mayor detalle, y a desarrollar sus competencias bajo la guía de Profesionales RCM experimentados.”

La Norma SAE JA 1012, fue publicada en Enero del 2002, Ambas Norma pueden ser conseguidas en (www.sae.org. Año 2002)

Muchas de los procedimientos que no cumplen con las Normas SAE, entre otros aspectos fallan en cuanto el tema de los Modos de Falla.

La, Norma SAE JA 1011 se define como falla funcional a:

"La pérdida de la capacidad de un ítem para realizar una función específica. Puede equivaler al termino Avería. Es la disminución total o parcial de la capacidad de un ítem de desempeñar su función durante un periodo de tiempo, donde el ítem deberá ser sometido a mantenimiento o ser sustituido. La falla lleva al ítem al estado de disponibilidad."

Todos los estados de falla asociados con cada función deben ser identificados. En la sección 5.3 de la SAE JA 1011 se menciona lo siguiente:

5.3.1 Todos los modos de falla razonablemente probables de causar cada falla funcional deben ser identificados.

5.3.2 El método usado para decidir que constituye un modo de falla “razonablemente probable” debe ser aceptable para el dueño o usuario del activo.

5.3.3 Los modos de falla deben ser identificados hasta un nivel de causalidad (N.T.: nivel de detalle) que haga posible identificar una política de manejo de falla apropiada.

5.3.4 Las listas de modos de falla deben incluir: modos de falla que han ocurrido

antes, modos de falla que estén actualmente siendo prevenidos por programas de mantenimiento existentes y modos de falla que no hayan ocurrido aún, pero se piense sean razonablemente probables (creíbles) en el contexto operacional.

5.3.5 La lista de modos de falla debe incluir cualquier evento o proceso que sea probable que cause una falla funcional, incluyendo deterioro, defectos de diseño, y error humano causado por operarios o mantenedores (a menos que los errores humanos sean activamente señalados por procesos analíticos separados del RCM).”

2.2.5.5 Modos de Falla

Un modo de falla puede ser definido como cualquier evento que puede llevar al ítem a la falla. Es decir, una vez que la falla se ha identificado, el siguiente aspecto es procurar identificar todos los eventos "razonablemente probables". Que pueden causar ese estado de falla. Estos eventos son conocidos como modos de falla. (J. Moubray Año 1997)

Cuando se pretende listar los modos de falla de los distintos ítems se debe incluir:

- Fallas que ha pasado antes (histórico).
- Fallas que está siendo prevenido por programas existentes de mantenimiento.
- Fallas que todavía no han pasado pero su ocurrencia es razonablemente probable.
- Fallas producidas por el deterioro o desgaste normal y las causadas por errores humanos (personal de operación o mantenimiento).
- Fallas por defectos en el diseño de los ítems.

2.2.5.6 Efectos de Fallas

Los efectos de falla deben describir que pasaría si ninguna tarea específica de mantenimiento es hecha, para anticipar, prevenir o detectar la falla. Entonces debería describir los sucesos que preceden a una falla. (J. Moubray Año 1997)

Los efectos de falla deben incluir toda la información necesaria para respaldar la evaluación de la consecuencia de la falla, tal como:

¿Cuál es la evidencia (si existiera) que la falla ha ocurrido, (en el caso de funciones ocultas, que pasaría si una múltiple falla ocurriera)?

¿De qué forma esa falla afecta al medio ambiente?

¿De qué forma esa falla afecta a la seguridad de las personas?

¿De qué forma esa falla afecta a la calidad de servicio?

¿Cuál es el daño físico causado por la falla?

¿Qué puede ser hecho para restaurar la función del sistema después de la falla?

2.2.5.7 Consecuencias de Falla

Cuando ocurre una falla esta afecta directamente al sistema y a la empresa en forma cualitativa y cuantitativa debido a eso, nace la necesidad de realizar una evaluación económica. (J. Moubray Año 1997)

Las consecuencias que cada falla origina, pueden clasificarse en:

- **Consecuencias operacionales:** Son aquellas que afectan a la calidad de servicio.
- **Consecuencias sobre seguridad o ambientales:** Son aquellas que afectan al medio ambiente o a la seguridad de las personas, también se las conoce como consecuencias no operacionales.

Existen además otras consecuencias que no tienen el grado de importancia a las dos anteriores, pero pueden degradar en fallas importantes y tienen de por sí asociando un costo de mantenimiento que debe considerarse. Cuando se realiza el proceso de clasificación de la consecuencia se debe separar los modos de falla ocultos, de los modos de falla evidentes.

2.2.6 Tareas del RCM

Para interpretar adecuadamente las tareas propuestas por el método RCM, se hace necesario reconocer 3 categorías principales de tareas pro-activas que son las siguientes: (J. Moubray Año 1997)

Tareas de restauración programada

Tareas de descarte programado

Tareas bajo condición

2.2.6.1 Tareas de Restauración Programada

La restauración programada implica el reacondicionamiento de una componente de un ítem a una edad límite determinada, o antes de ella, independientemente de su condición de aquel momento.

2.2.6.2 Tareas de Descarte Programado

El descarte programado implica la sustitución de un componente del ítem, en su límite de vida especificado, o antes de él, independientemente de su condición en aquel momento.

Estas dos tareas son conocidas como mantenimiento preventivo. Ellas son, a lo largo del tiempo, la forma de mantenimiento pro-activo más usado.

Ante la necesidad continua de prevenir ciertos tipos de falla y la creciente incapacidad de técnicas clásicas para hacerlo, se sale a la búsqueda de nuevos tipos de gerenciamiento de fallas. La mayoría de esas técnicas confían en el hecho de que la mayoría de fallas da alguna señal de que esta presenta o va ocurrir. (J. Moubray Año1997)

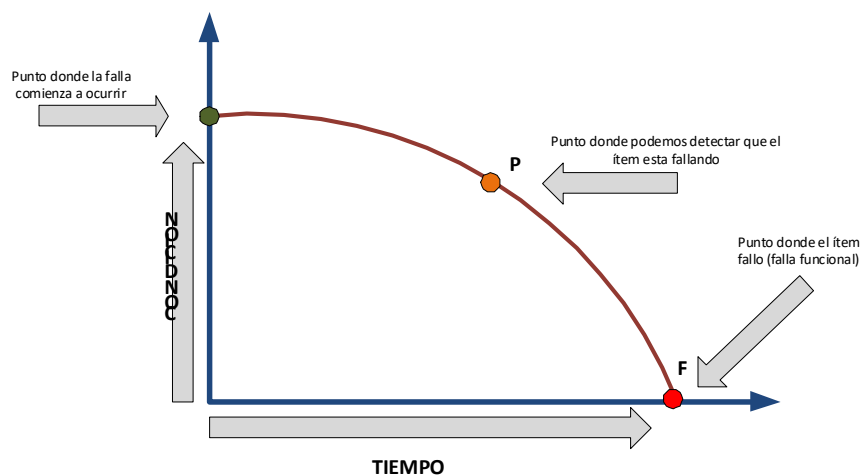


Figura 8 Curva P-F
Fuente: J. Moubray Año 1997
Elaborado por: Autor

Es evidente que si una falla es detectada entre el punto "P" y el punto "F" es posible tomar acciones para prevenir o evitar las consecuencias de la falla funcional. La posibilidad o no de esa toma de decisión ha de depender de la rapidez con que ocurre una falla. La forma de detectar esta falla potencial es por medio de tareas bajo condición.

Estas innovadoras técnicas son utilizadas para detectar fallas potenciales, de modo que se puede tomar una acción para evitar las consecuencias que podrían ocurrir en el caso en que degeneren fallas funcionales. Son llamadas tareas bajo condición porque los activos permanecen en servicio con la condición de que continúen cumpliendo los patrones de

desempeño deseados. (Mantenimiento bajo condición incluye mantenimiento predictivo, mantenimiento basado en condición y monitoreo de condiciones). Usadas correctamente, las tareas bajo condición son una forma muy eficiente de gerenciamiento de fallas, pero también puede ser un gran desperdicio de tiempo. El RCM posibilita que las decisiones en esta área sean tomadas con una especial confianza.

2.2.6.3 Tareas Default

El RCM reconoce tres categorías principales de acciones de default, las cuales se nombran a continuación: (J. Moubray Año 1997)

- **Búsqueda de Fallas:** Las tareas de búsqueda de falla implican verificación periódica de funciones ocultas para determinar si ellas fallaran.
- **Rediseño:** Implica efectuar algún cambio en la capacidad intrínseca de un ítem. Esto incluye modificaciones en el hardware y también cubre cambios de procedimientos.
- **Ningún Mantenimiento Programado:** Esta acción default implica no efectuar ningún esfuerzo para anticipar o prevenir modos de falla. Se espera que la falla ocurra para Juego repararla, en el mantenimiento de sistemas eléctricos de potencia, esto se limita a ítems secundarios o auxiliares (Ejemplo: relés, contactares, guardamotors, etc.)

2.2.7 Proceso de Selección de Tareas

El RCM tiene un proceso lógico para la selección de tareas, el mismo que utiliza herramientas claves y fundamentales que permiten al personal de mantenimiento tomar decisiones con cierta confianza.

El Análisis de los Modos de Falla y sus Efectos conocido como AMFE y la planilla de decisión, constituyen las herramientas fundamentales utilizadas para responder a las siete preguntas básicas del RCM expuestas anteriormente.

2.2.7.1 Herramientas Claves

El AMFE (Análisis de los Modos de Fallas y sus Efectos), es un procedimiento usado para efectuar un análisis de cómo un ítem puede fallar enumerando todos los posibles modos de falla, y todos los grados de reacciones adversas que resultan de tales fallas así analizadas. Es una técnica para mejorar la confiabilidad de un activo con la indicación del

procedimiento para atenuar el efecto de una falla. Las fallas pueden ser divididas conforme a su gravedad y normalmente son clasificadas como:

- Muy críticas (catastróficas)
- Críticas
- Moderadas
- Leves

A partir de esta herramienta se permite identificar los efectos y consecuencias de la ocurrencia de cada modo de falla en su contexto operacional y no operacional, por lo tanto, se obtienen respuestas a las primeras cinco preguntas del RCM.

En la siguiente Tabla se muestra un ejemplo de la planilla del análisis de modos de falla y sus efectos, incluyendo aspectos como el personal y las áreas involucradas en el estudio, además de la fecha de inicio y la identificación del sistema o subsistema al cual se le esté aplicando la metodología.

ANÁLISIS DE LOS MODOS DE FALLAS Y SUS EFECTOS

Tabla 2 Planilla para Realizar el Analisis de los Modos de Falla y sus Efectos (AMFE)

Fuente: A. Mora Año 2009

Elaborado por: Autor

Ítem	Estándar de Ejecución o Función	Falla Funcional	Modo de Falla	Causas de los Modos de Falla	Efectos Posibles	Características	Modos de Control Actual	Prioridades	Acciones de Mejora
1	Permitir el máximo flujo de potencia con pérdidas no mayores a las de plena carga	Incapacidad para entregar potencia demandada	Taponamiento, válvula de un radiador dañado	Deterioro Natural	Disminuye la capacidad de enfriamiento	Leves	Inspecciones detalladas del transformador	No es Prioridad	Ninguna
2									
3									
4									
n									

Otra herramienta propuesta es la planilla de decisión, la cual permite seleccionar de una forma óptima las actividades de mantenimiento según la filosofía del RCM. La respuesta para cada pregunta se va llenando en dieciséis columnas dentro de esta planilla. Las columnas F, FF, MF se refieren a información de referencia e identifican la función, falla funcional y el modo de falla generada anteriormente por el AMFE. Esa información se vuelca aquí para relacionar el AMFE con la plantilla de decisión. Las columnas H, S, E y O con usadas para registrar las respuestas a las preguntas relacionadas con las consecuencias de cada modo de falla (H si no son evidentes, S si afectan a la seguridad, E si afectan al medio ambiente, O si afectan a la operación). Para llenar estas columnas utilizamos el denominado Diagrama Lógico de Decisión que se ilustra a continuación.

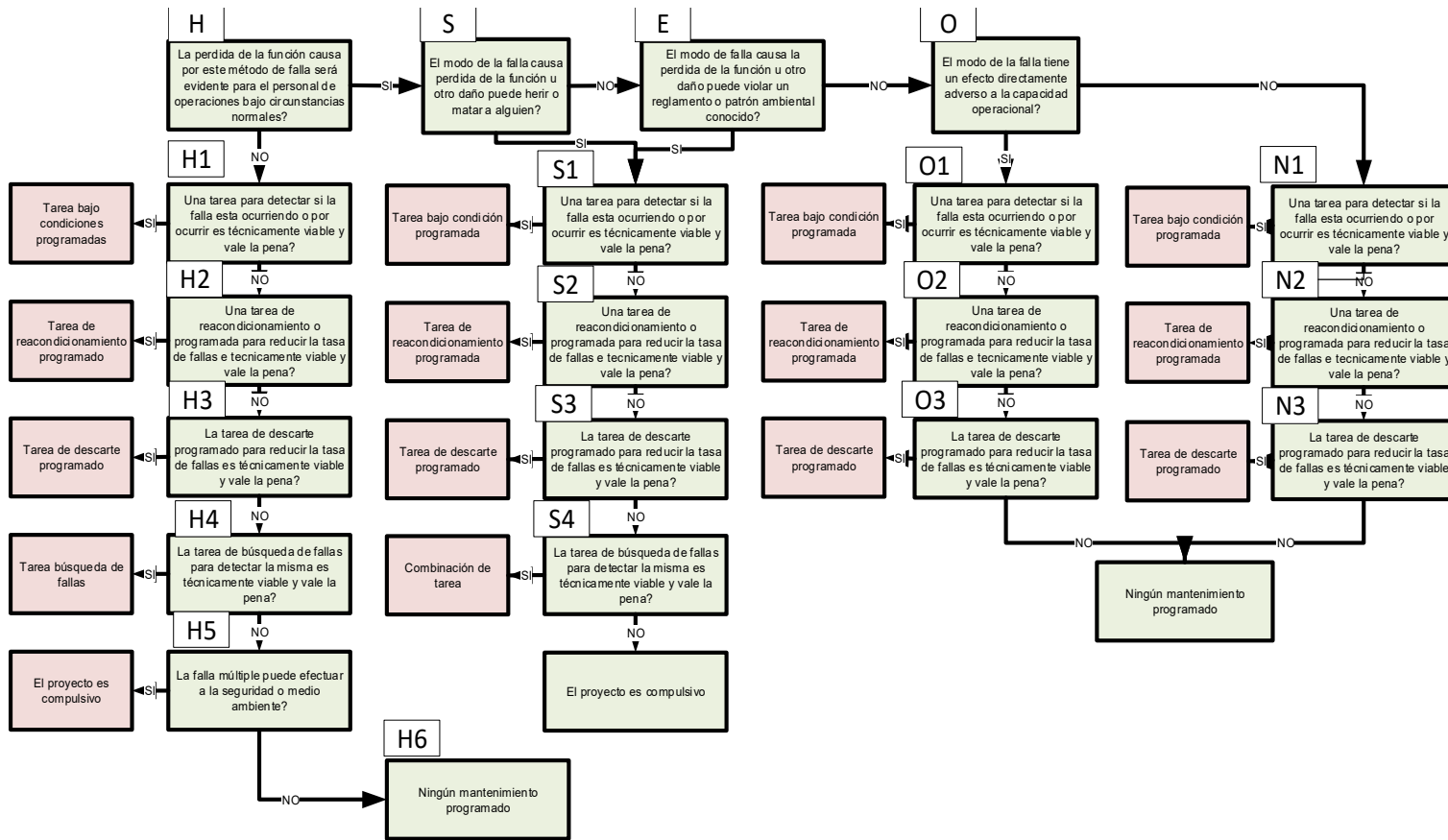


Figura 9 Diagrama Logico de Decisiones del RCM
 Fuente: J. Moubray Año 1997
 Elaborado por: Autor

Las tres columnas siguientes H1, H2 y H3 Registran si una tarea pro-activa fue seleccionada y, si fue así, que tipo de tarea. Si fuera necesario responder a algunas cuestiones default, las columnas H4 y H5 o S4 son usadas para registrar las respuestas. Las últimas dos columnas se registrarán la tarea propuesta que fue seleccionada, y la frecuencia con que será hecha. Las columnas de identificación, evaluación de consecuencias, selección de tareas proactivas y selección de tareas default son respondidas por medio de una S si la respuesta es afirmativa o con una N si la respuesta es negativa. A continuación, se presenta un ejemplo de plantilla de decisión.

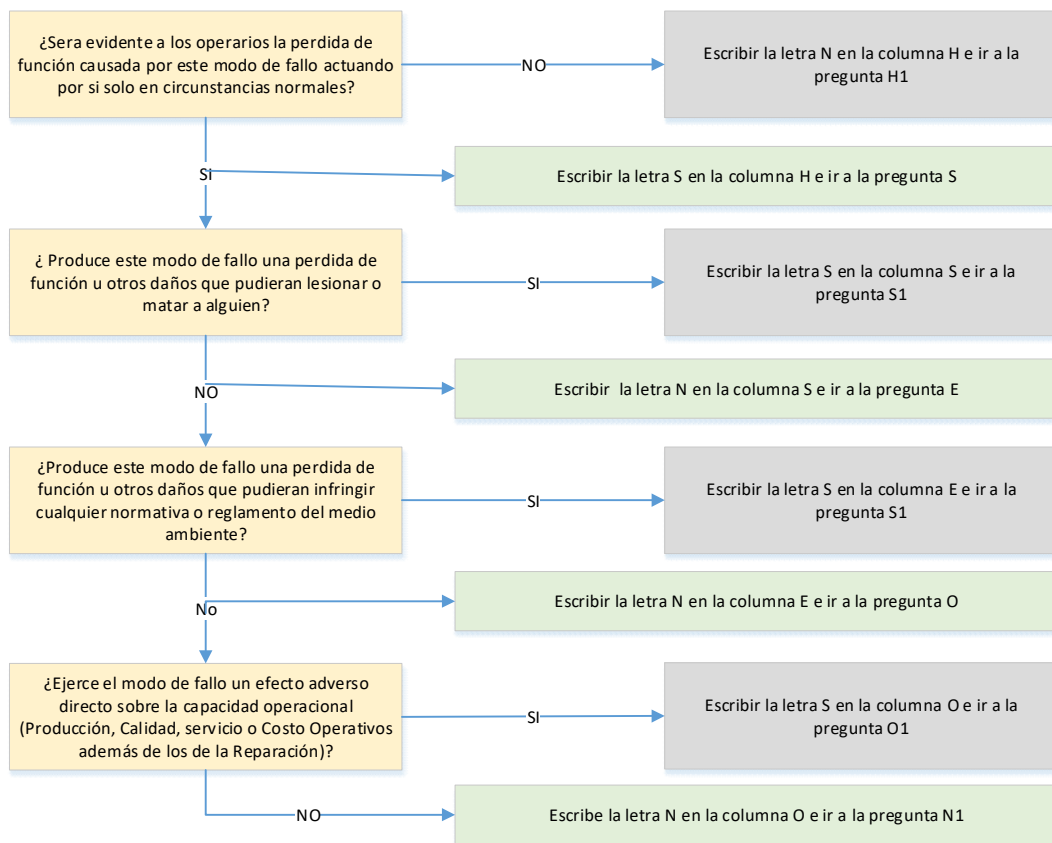


Figura 9.1 Método de Registro de las Consecuencias de Falla en la Hoja de Decisiones
Fuente: J. Moubray Año 1997
Elaborado por: Autor

Tabla 3 Planilla de Decisiones
Fuente: J. Moubray Año 1997
Elaborado por: Autor

Ubicación:				Subestación Rio Seco																					
Sistema				Suministro de energía de Transformador de Potencia LT-XX																					
Información de Referencia				Evaluación de Consecuencias				Tareas Proactivas			Tareas de Fault			Tareas Propuestas											
								H1	H2	H3															
F	FF	NF	C	H	S	E	O	S1	S2	S3	O1	O2	O3	N1	N2	N3	H4	H5	H6	N°	Tipo	Descripción	Frecuencia Inicia	Puede ser hecha por	
1	A	1	1	N																	1	Bajo condición	Inspeccionar que las válvulas de los radiadores estén en posición abierto.	-	-
1	A	1	2	N																	2	Bajo condición	Realizar pruebas de termografía a los radiadores. Verificar que no exista diferencia de temperaturas mayores a los 10 ° C entre cada radiador.	-	-
1	A	1	3	N																	3	Bajo condición	Inspección detallada de la superficie de los radiadores.	-	-
1	A	2	1	S	N	N	S	S													1	Bajo condición	Inspeccionar las alarmas de bajo Voltaje del sistema de refrigeración	-	-
1	A	2	2	S	N	N	S	N	N	N	S										2	Búsqueda de Falla	Inspeccionar y limpiara gabinete del transformador y realizar pruebas funcionales de los grupos de enfriamiento.	-	-
1	A	2	3	S	N	N	S	N	S												3	Reacondicionamiento Programado	Recalibración de los ajustes del monitor de temperatura/chequeo de sonda de temperatura y CT's de Imagen Térmica.	-	-
1	A	2	4	S	N	N	S	S	N												4	Bajo condición	Realizar las pruebas de resistencia de aislamiento de los motores.	-	-
1	A	3	1	S	N	N	S	N	N	S											1	Descarte Programado	Cambio de rodamientos del motor cada 30000 horas de funcionamiento	-	-
1	A	3	2	N				N	N	N	S										2	Búsqueda de Falla	Medir corriente, voltaje y velocidad de los motores durante la prueba de funcionamiento.	-	-

2.2.7.2 Procedimiento para la Selección de Tareas

Una pregunta importante que debe hacerse es como seleccionar la tarea en la planilla de decisión. El proceso para la selección de tareas debe tomar en cuenta el hecho que la probabilidad condicional de algunos modos de falla se incrementa, no cambian o disminuyen con la edad. Entonces para la selección se debe realizar el siguiente análisis:

En el caso de un modo de falla evidente que tiene consecuencias ambientales o de seguridad, la tarea debe reducir el modo de falla a un nivel que sea tolerable para el sistema. En el caso de un modo de falla oculto donde se asocie con una falla múltiple que tienen consecuencias ambientales y de seguridad, la tarea debe reducir la probabilidad del modo de falla oculto, a un grado que reduzca la probabilidad de la asociada múltiple falla a un nivel que sea tolerable para el sistema.

En el caso de un modo de falla evidente que no tengan consecuencias ambientales o de seguridad, los costos directos e indirectos de realizar una tarea deberá ser menores que los costos directos e indirectos de la falla cuando son medidos bajo periodos de tiempo comparables.

En el caso de un modo de falla oculto donde múltiples fallas asociada no tienen consecuencias ambientales o de seguridad, los costos directos e indirectos de realizar la tarea deben ser menores que los costos directos e indirectos de la falla múltiple más el costo de reparación de la falla oculta cuando son medidos bajo periodos de tiempo comparables.

2.2.7.2.1 Tareas Bajo Condición

Una tarea bajo condición selecta debe satisfacer los siguientes criterios:

1. Debe existir una falla potencial claramente definida.
2. Debe existir un intervalo P-F identificable.
3. El intervalo de la tarea debe ser menos que el intervalo P-F más corto y más probable
4. Debe ser físicamente posible de realizar en intervalos menores que el intervalo P-F
5. El tiempo más corto entre el descubrimiento de una falla potencial y la ocurrencia de la falla funcional debe ser lo suficientemente largo para que la acción predeterminada

sea tomada para evitar, eliminar o minimizar las consecuencias de los modos de falla.

2.2.7.2.2 TAREAS DE DESCARTE PROGRAMADO

Una tarea de descarte programado selecta debe satisfacer los siguientes criterios:

1. Debería ser claramente definida (preferiblemente demostrable) la edad en la cual, hay un incremento en la probabilidad condicional del modo de falla bajo consideración.
2. Un aumento en la ocurrencia de este modo de falla deberá ocurrir después de esta edad, por lo que un reemplazo de este componente podrá reducir la probabilidad de falla prematura a un nivel tolerable para el sistema.

2.2.7.2.3 TAREAS DE REACONDICIONAMIENTO PROGRAMADO

Una tarea de descarte programado selecta debe satisfacer los siguientes criterios:

1. Debería ser claramente definida (preferiblemente demostrable) la edad en la cual, hay un incremento en la probabilidad condicional del modo de falla bajo consideración.
2. Un aumento en la ocurrencia de este modo de falla deberá ocurrir después de esta edad, por lo que la restauración de este componente podrá reducir la probabilidad de falla prematura a un nivel tolerable para el sistema.
3. La tarea deberá restaurar la confiabilidad de un componente a un nivel que sea tolerable para el sistema.

CAPITULO III

3. Técnicas de Diagnóstico para Transformadores De Potencia

A continuación, se analizará los principios se analizará los principios teóricos en los cuales se fundamenta algunas técnicas de mantenimiento preventivo y predictivo en transformadores de potencia.

Estos principios serán utilizados posteriormente para seleccionar las tareas de mantenimiento más efectivas en la prevención de fallas; y los métodos de diagnóstico del estado real de los equipos.

Se expone también, algunas experiencias en el mantenimiento en la aplicación de nuevas técnicas de diagnóstico y el futuro monitoreo en línea para transformadores de potencia, que podrían ser aplicadas en la Empresa DELAPAZ, como parte de la propuesta y recomendaciones de esta Tesis.

3.1 Medidas de Seguridad

El responsable de mantenimiento en el campo deberá tomar las siguientes medidas de seguridad: (S.D.Myers Año 1981) (Anexo 2)

- Verificar que los Bushing de entrada y salida del transformador estén liberados.
- Verificar que los seccionadores estén abiertos y bloqueados.
- Demarcar o delimitar el área de trabajo con cinta de color amarillo con rayas negras o cualquier otro color llamativo.
- Poner a tierra el equipo durante la realización de las pruebas, empleando tierras locales, y equipos de seguridad personal adecuados, antes y después de cada prueba.
- Verificar que la protección asociada al equipo esté bloqueada. Ejemplo: alarma de desconexión del relé buchholz, disparo por acción del relé buchholz, contactos de alarma y disparo por temperatura de aceite y bobinados, contacto de disparo por operación del OLTC.
- Cuando fuera necesario, desconectar los interruptores de alimentación de AC y DC (circuitos de fuerza y control del autotransformador) en la sala de control

3.2 Pruebas de Diagnóstico para Transformador de Potencia

Con el fin de seleccionar las actividades de mantenimiento más efectivas de la prevención de fallas en los transformadores de potencia, es necesario conocer acerca de las diferentes pruebas y herramientas de diagnóstico que existen, con esto es posible analizar cuáles son los modos de fallas que se pueden monitorear y prevenir con cada una de ellas. (M. Milasch. Año 1998)

A continuación, se presentan algunas de las pruebas de diagnóstico más utilizadas, las cuales han sido clasificadas en tres grupos principales, las pruebas que se realizan en el aceite dieléctrico, las pruebas eléctricas de campo y el análisis cromatográfico de gases.

Tabla 4 Clasificación de Pruebas en Transformadores de Potencia

Fuente: M. Milasch Año 1998

Elaborado por: El autor

Prueba	Hasta 500 kVA			Mayores de 500 kVA		
	Rutina	Diseño	Otras	Rutina	Diseño	Otras
Medición de resistencia de devanados.		X		X		
Resistencia de aislamiento de los devanados.			X	X		X
Resistencia de aislamiento del núcleo.			X	X		X
Pruebas de relación para todas las posiciones del tap (nominal inclusive).	X			X		
Factor de potencia de aislamiento.			X	X		X
Control de pérdidas de enfriamiento.			X			X
Pruebas de excitación de una fase.			X			X
Incremento de temperatura desde el mínimo al máximo de la primera unidad en un nuevo diseño		X	X			
Pruebas dieléctricas.				X		
Baja frecuencia	X			X		
Prueba de Descarga parcial			X			X
Nivel de sonido audible		X	X		X	X
Pruebas de operación de todos los mecanismos.				X		
Gases Disueltos en el Aceite DGA				X		
Mecánicas						
Levantamiento y movimiento de mecanismos		X			X	
Presión		X			X	
Fugas.	X			X		
Físico –Químicas	X		X	X		X

Para efectos del estudio que se realiza, es importante analizar las pruebas enmarcadas en el campo rutina.

3.3 Pruebas Físico-Químicas al Aceite Dieléctrico

La norma ASTM (American Society for Testing and Materials) definen las propiedades de los aceites aislantes minerales, así como los procedimientos y criterios de evaluación para estas pruebas. Donde se han seleccionado ocho de estas pruebas que permiten medir con exactitud el deterioro de las características físicas y químicas del aceite.

Estas pruebas son utilizadas para monitorear el estado de los aceites en operación, y permite además determinar el porcentaje de agua en el papel, y el grado de impregnación de productos ácidos en el aislante.

Para obtener un diagnóstico preciso de las condiciones de un aceite, es necesario tomar un criterio a partir del conjunto de las ocho pruebas mencionadas, pues ninguna de ellas por sí sola, puede tomarse como parámetro para tomar decisiones respecto a las necesidades de mantenimiento en el aceite o en el transformador de potencia. (S. Myers Año 2005)

Anexo 3

3.3.1 Rigidez Dieléctrica (Norma ASTM D-877)

Se define como rigidez dieléctrica como la capacidad de un aislante para soportar tensiones eléctricas a determinada rampa de incremento sin fallar.

La rigidez dieléctrica es útil como un primer indicio de la presencia de contaminantes tales como agua, impurezas, fibra de celulosa o partículas conductoras, y es un indicativo de la seguridad de operación del equipo. (S. Myers Año 2005) Anexo 3

3.3.2 Contenido de Agua (Norma ASTM D-1533)

De acuerdo con las características de saturación del agua en el aceite es posible establecer el porcentaje de agua en estado libre en el aceite dieléctrico, en relación con el agua emulsionada. En estado libre el agua reduce la rigidez dieléctrica y transfiere humedad a la celulosa. En forma emulsionada, el agua acelera la formación de compuestos polares que intervienen en la oxidación del aceite.

Esta prueba es realizada normalmente por el método Karl-Fischer que brinda la información en partes por millón de agua(ppm) en el aceite.(S. Myers Año 2005) Anexo 3

3.3.3 Número de Neutralización (Norma ASTM D-974)

Se define como la cantidad de miligramos de Hidróxido de Potasio (KOH), que se requiere para neutralizar el ácido en un gramo de aceite.

La degradación química en el aceite es acelerada en presencia de algunas sustancias como agua, oxígeno, cobre, hierro, celulosa, etc. Es posible monitorear este deterioro por medio del número de neutralización que detecta la presencia de los ácidos grasos pesados y los productos en descomposición, como los lodos en el aceite. (S. Myers Año 2005) Anexo 3

3.3.4 Tensión Interfacial (Norma ASTM D-971)

Es la fuerza necesaria para separar un anillo plano de Platino-Iridio de la separación de un fluido de mayor tensión superficial. Esta fuerza se mide por medio de una balanza de torsión, en una interface aceite-agua, su valor esta dado en dinas/cm.

La tensión interfacial es una prueba muy sensible a la aparición de los primeros compuestos hidrofílicos o contaminantes polares solubles, productos del proceso de oxidación que se está desarrollando incipientemente en el aceite y a los compuestos ácidos pesados, que se genera en las etapas avanzadas de la degradación. Estos compuestos tienen afinidad el agua con el aceite y por tanto su presencia hace bajar la tensión interfacial desde las reacciones iniciales. Es por esta razón que esta prueba es complemento indispensable con la del número de neutralización. (S. Myers Año 2005) Anexo 3

3.3.5 Color (Norma ASTM D-1500)

Esta prueba clasifica el color de acuerdo con un patrón estándar de la norma ASTM mediante la comparación de colores. Es una medida muy importante, sobre todo, cuando se observa cambios significativos en el término de un año o meses, no obstante, se requiere la información del número de neutralización y la tensión intrfacial para complementación de los resultados. (S. Myers Año 2005) Anexo 3

3.3.6 Gravedad Específica (Norma ASTM D-1298)

Es la razón entre la masa del volumen de aceite y la masa de agua para este mismo volumen, donde es una forma rápida para detectar la presencia de contaminantes. La gravedad específica tiene una relación inversa con el coeficiente de expansión por lo que es conveniente tener un valor bajo de gravedad específica. (S. Myers Año 2005) Anexo 3

3.3.7 Factor de Potencia en El aceite (Norma ASTM D-924)

Es la potencia real en wats disipada por el aceite dividida por la potencia aparente en Voltamperios aplicada utilizando el aceite como dielectrico en un condensador. Donde esta prueba nos indica la contaminación del aceite, un valor practico para aceites en operación es de menos de 0,1% a 25°C. (S. Myers Año 2005) Anexo 3

3.3.8 Contenido de Inhibidor (Norma ASTM D-4768)

Esta prueba permite verificar los niveles de los inhibidores artificiales en el aceite. Estos compuestos aumentan la resistencia del aceite contra la oxidación y son adicionados en aceites nuevos y en aquellos que han iniciado el proceso de oxidación mediante los métodos de regeneración.

Donde la pérdida de los inhibidores de oxidación resultara en un aumento en la tasa de deterioro del aceite por lo que es necesario realizar esta prueba periódicamente. (S. Myers Año 2005) Anexo 3

3.4 Pruebas Eléctricas de Campo

Las pruebas eléctricas de campo que son efectuadas en el sitio de operación del transformador de potencia permitirán diagnosticar el estado del aislamiento sólido, los devanados y el núcleo ferromagnético del transformador. Para la ejecución de estas pruebas se requiere equipos especiales de muy alto costo como el OMICRON CPC 100, y es necesario que se realice por parte de personal altamente calificado, bajo todas las medidas de seguridad recomendadas.

3.4.1 Factor de Potencia de Aislamiento

Donde este ensayo es por excelencia la que mide la calidad del aislamiento se define como la relación de la potencia en watts disipada por un material, y el producto en voltio-amperios, de la tensión senoidal eficaz por la corriente.

Con esta prueba se obtiene una medida de las pérdidas dieléctricas del aislamiento, que se disipan en forma de calor y son consecuencia directa a la humedad y de los productos de degradación del aceite, que causan el deterioro del aislamiento sólido. (S. Myers Año 2005) Anexo 3

3.4.2 Resistencia de Aislamiento

Consiste en aplicar un voltaje en corriente directa durante un cierto periodo al aislamiento, y medir la resistencia del aislamiento entre cada devanado y tierra. Esta prueba es muy sensible a la temperatura por lo que su valor es dado en megaohmios, referidos a 20°C.

Donde se realiza una correlación de datos a diferentes tiempos y voltajes, se han desarrollado índices como el de absorción dieléctrica, el de polarización y el de voltaje por etapas, que permiten evaluar la presencia de excesiva humedad en el transformador, o un estado de avanzada degradación del aceite, que afecta a todo el aislamiento. (S. Myers Año 2005) Anexo 3

3.4.3 Medición de la Corriente de Excitación

De esta prueba permite detectar cierto tipo de fallas como por ejemplo defectos en la estructura del núcleo magnético, o fallas de aislamiento que puede haber resultado como consecuencia de los caminos conductores entre espiras del devanado. Estas fallas aumentan la reluctancia del circuito magnético y puede ser reconocida por el incremento de la corriente de excitación.

También se puede detectar problemas como la conexión incorrecta de los devanados y los cambiadores de derivaciones defectuosos. (S. Myers Año 2005) Anexo 3

3.4.4 Relación de Transformación

Al medir la relación de transformación entre dos devanados es posible identificar espiras ligadas, así como daños y operaciones incorrectas en el conmutador de derivaciones.

Donde los valores medidos no deben presentar variaciones superiores al 0.5% respecto a los datos de placa del transformador de potencia. (S. Myers Año 2005) Anexo 3

3.5 Cromatografía de Gases Disueltos

Entre los métodos de diagnóstico más utilizados en transformadores de potencia, el análisis por cromatografía de gases merece una atención especial, debido a que ha demostrado ser una de las técnicas más efectivas para el mantenimiento predictivo en estos equipos.

El diagnóstico de fallas, a partir de los gases involucrados en el aceite aislante se basa en el estudio de casos que implica una correlación estadística entre el tipo de falla que se ha presentado en el transformador de potencia y los gases asociados con dicha falla. Ante la

presencia de una falla de tipo térmico o eléctrico, se produce el rompimiento de las moléculas de hidrocarburos tanto en el aceite como en la celulosa.

Los gases producidos por este rompimiento pueden ser recolectados apropiadamente (Norma ASTM D-3612-92), y analizados por métodos específicos (Norma ASTM D-3613-93).

Donde el tipo y las concentraciones de gases generados son importantes, debido a que el envejecimiento normal produce cantidades extremadamente pequeñas de gases mientras que condiciones incipientes o fallas declaradas generan cantidades fuertes de estos gases. La mayoría de las fallas incipientes proporcionan evidencias que pueden detectarse con análisis periódicos de cromatografía que determinara cualitativa y cuantitativa, los gases disueltos en el aceite del transformador. (S. Myers Año 2005) Anexo 3

Los mecanismos de falla más comunes son arcos, corona, descargas de baja energía y sobrecalentamiento general o puntos calientes cada uno de estos mecanismos puede presentarse individualmente o simultáneamente y resultar una degradación de los materiales aislantes, así como en la formación de gases combustibles y no combustibles. De la operación normal se tiene también la formación de algunos gases.

En un transformador de potencia, los gases generados pueden encontrarse disueltos en el aceite aislante, en el espacio existente encima del aceite o en los dispositivos de recolección de gases (Relé Buchholz). La detección de una condición anormal requiere de una evaluación de la concentración del gas generado y de la tendencia de generación. La cantidad de cada gas, con respecto al volumen total de la muestra, indica el tipo de falla que está en proceso.

La presencia y concentración de los gases generados depende del tipo localización y temperatura de la falla, solubilidad y grado de saturación de los diferentes gases en el aceite, el sistema de preservación del aceite, el tipo y relación de circulación del aceite, en los diferentes materiales que se encuentran involucrados en el proceso de degradación, y de los procedimientos de muestreo y medición. En la figura 10 se muestra las relaciones comparativas de la evolución de los gases generados en el aceite, en función de la energía disipada en el proceso de fallas.

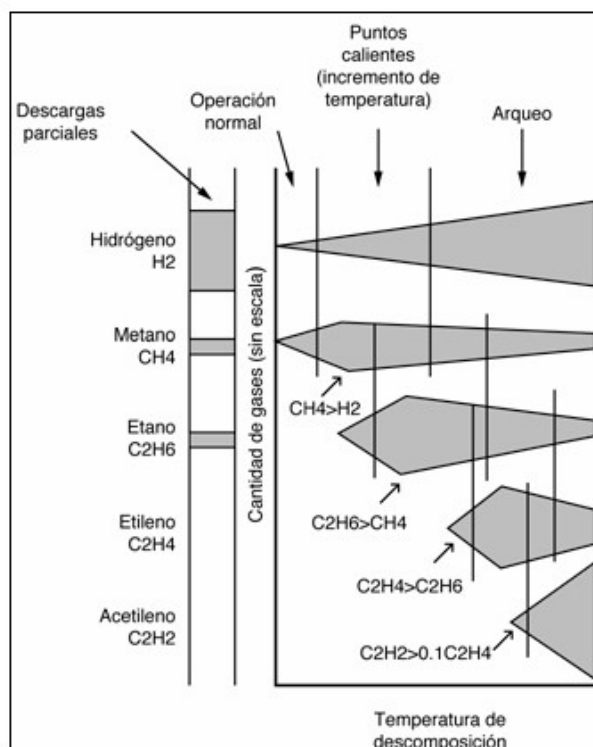


Figura 10 Relación Comparativa de los Gases Generados en el Aceite
Fuente: S. Myers Año 2005
Elaborado por: El Autor

Una vez obtenidas las concentraciones a través de la cromatografía de gases se usan varias técnicas para diagnosticar la condición del transformador: la gráfica de Dörnenburg, el triángulo de Duval, patrones de diagnóstico a través del análisis de gases disueltos (AGD) y relaciones entre gases de R. Rogers. (S. Myers Año 2005)

Las primeras cuatro están orientadas a diagnosticar la condición del transformador basándose en la interpretación gráfica. Existen dos maneras de representar los resultados de la cromatografía de gases a partir de las concentraciones individuales de cada gas y por las relaciones entre gases.

Las técnicas del triángulo de Duval y el de patrones de diagnóstico a través del análisis de gases disueltos (AGD) utilizan las concentraciones individuales, mientras que los métodos de Dörnenburg y el de R. Rogers usan las relaciones entre gases.

La tabla 5 muestra las condiciones de diagnóstico por medio del análisis de gases disueltos

en el aceite mineral, tomando como punto de partida la técnica de R. Rogers. (S. Myers Año 2005) Anexo 3

Tabla 5 Definición de la Frontera del Equipo y las Interfaces

Fuente: S. Myers Año 2005

Elaborado por: El Autor

RELACIÓN DE GASES GENERADOS				DIAGNOSTICO SUGERIDOS
CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₆ /CH ₄	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	
>0,1<1,0	<1,0	<1,0	<0,5	NORMAL
≤0,10	<1,0	<1,0	<0,5	Descarga parcial - corona
≤0,10	<0,1	<1,0	≥0,5 <3,0 o ≥3,0	Descargas parciales – corona con arco de arrastre
>0,10 <1,0	<1,0	≥3,0	≥3,0	Descarga continua
>0,10 >1,0	>1,0	≥1,0 <3,0 o >3,0	≥0,5 <3,0 o >3,0	Arco con descargas continuas
>0,10 >1,0	<1,0	<1,0	≥0,5 <3,0	Arco sin descarga continua
≥1,0 <3,0 o ≥3,0	<1,0	<1,0	<0,5	Sobrecalentamiento leve a 150°C
≥1,0 <3,0 o ≥3,0	≥1,0	<1,0	<0,5	Sobrecalentamiento entre 150°C y 200°C
>0,10 <1,0	≥1,0	<1,0	<0,5	Sobrecalentamiento entre 200°C y 300°C
>0,1 <1,0	<1,0	≥1,0 <3,0	<0,5	Sobrecalentamiento general del conductor
≥1,0 <3,0	<1,0	≥1,0 <3,0	<0,5	Corriente circulantes en el devanado
≥1,0 <3,0	<1,0	≥3,0	<0,5	Corrientes circulantes en el núcleo y el tanque (cuba). Contactos sobrecalentados

3.6 Nuevas Técnicas de Mantenimiento Predictivo en Transformadores de Potencia

Gracias al desarrollo de nuevas técnicas y métodos de diagnóstico y al auge en los sistemas automatizados, el mantenimiento en transformadores de potencia es hoy en día más efectivos y más precisos.

Con estos avances se obtiene un incremento de la confiabilidad del sistema a través de la reducción del índice de fallas y el aumento de la vida útil de los equipos, al igual que la reducción de los costos de mantenimiento, al pasar de un mantenimiento periódico a uno basado en condiciones reales. El estudio de esta nueva técnica permitirá evaluar su

eventual aplicación en los equipos de la Empresa DELAPAZ, en conjunto con el plan de mantenimiento RMC (Mantenimiento basado en la confiabilidad).

A continuación, se expone algunos ejemplos de aplicación de estas técnicas y los principios teóricos en el cual están fundamentadas.

3.6.1 Análisis de Barrido de Frecuencia

Este método básicamente hace uso del equivalente eléctrico Resistencia (R), Inductivo (L) y Capacitivo (C) de los transformadores para observar las respuestas de estos componentes ante la inyección de ondas a diferentes frecuencias.

El SFRA (Análisis de respuesta al barrido de frecuencia, por sus siglas en inglés) inyecta toda la gama de frecuencias necesarias en forma discreta pero continua y con amplitudes de voltajes constantes; por esto el término “Barrido”. Este método cubre el rango dinámico completo y mantiene el mismo nivel de energía por cada frecuencia inyectada, suministrando resultados que son consistentes y precisos. El alto cociente de señal de ruido en todo el rango de frecuencias (10 Hz a 10 MHz) asegura la validez de la medición de los resultados.

La práctica y los estudios han demostrado que el SFRA es el método más confiable y preciso para el diagnóstico del movimiento o deformaciones del núcleo y bobinas de los transformadores (fallas ocultas). Cabe destacar que el SFRA puede complementarse con los resultados de las mediciones que relacionan a la geometría física de los transformadores: Reactancia de Dispersión, Corriente de Excitación y Medición de la capacitancia. (S. Myers Año 2010) Anexo 3

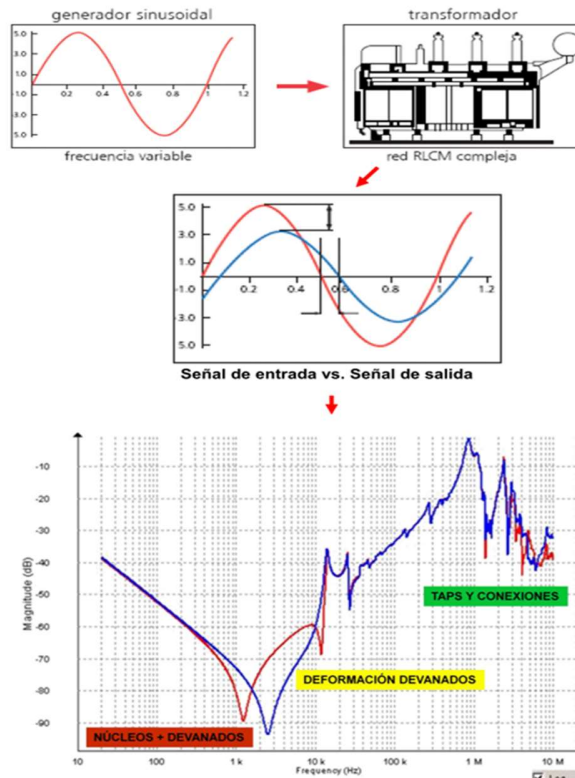


Figura 11 Analisis SFRA en un Transformador de Potencia con Falla Eléctrica
Fuente: S. Myers Año 2005
Elaborado por: El Autor

3.6.2 Análisis Termográfico

Una de las técnicas de mantenimiento predictivo, que a lo largo de los últimos años ha pasado a ser de las más utilizadas, es la de Termografía Infrarroja.

Esta técnica permite detectar, sin contacto físico con el elemento bajo análisis, cualquier falla que se manifieste en un cambio de la temperatura sobre la base de medir los niveles de radiación dentro del espectro infrarrojo.

En general, una falla electromecánica antes de producirse se manifiesta generando e intercambiando calor. Este calor se traduce habitualmente en una elevación de temperatura que puede ser súbita, por lo general y dependiendo del objeto, la temperatura comienza a manifestar pequeñas variaciones.

Si es posible detectar, comparar y determinar dicha variación, entonces se pueden detectar

fallas que comienzan a gestarse y que pueden producir, en el futuro cercano o a mediano plazo, una parada de planta y un siniestro grave afectando personas e instalaciones. (S. Myers Año 2005) Anexo 3

La inspección termográfica en sistemas eléctricos tiene como objetivo detectar componentes defectuosos basándose en la elevación de la temperatura como consecuencia de un aumento anormal de su resistencia óhmica. Las causas que originan estos defectos, entre otras, pueden mencionarse:

- Conexiones flojas
- Conexiones afectadas por corrosión
- Suciedad en conexiones y/o en contactos
- Degradación de los materiales aislantes

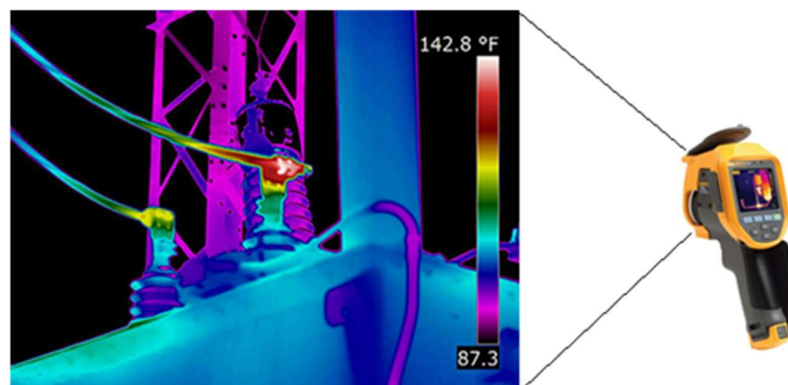


Figura 12 Fotografía Termografica con Equipo FLUKE

Fuente: S. Myers Año 2005

Elaborado por: El Autor

CAPITULO IV

4 Implementación del Plan de Mantenimiento Basado en la Técnica RCM

4.1 Determinación de Políticas y Estrategias de Mantenimiento.

La Empresa Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. (DELAPAZ), es una de las principales distribuidoras encargadas en la comercialización de energía eléctrica en el Departamento de La Paz y sus 20 provincias donde cuenta 772.089 clientes directos aproximadamente.

El departamento de Subestaciones encargada y responsable directo del mantenimiento y ampliación de las subestaciones y mantenimiento a los equipos de maniobra de potencia, solo se limitaba a la corrección de fallas y a procesos de filtrado y sustitución de aceite a partir de estos 10 años se realizó grandes esfuerzos para la compra de instrumentos y equipos para pruebas a los transformadores de potencia y equipo de patio de la subestación para la realización de monitoreo y disminuir las posibles fallas en los equipos de la subestación.

Donde estos esfuerzos redundan en un mejor servicio, y en la disminución de fallas y menor tiempo de reposición del servicio ante una falla y/o mantenimiento del transformador de potencia.

Donde se ha determinado que el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) es una estrategia basada en la gestión de mantenimiento, que trata de optimizar la confiabilidad operacional de un sistema que funciona bajo condiciones de trabajo definidas, estableciendo las tareas de mantenimiento más efectivas, en base a la criticidad de los activos, tomando en cuenta los efectos que originarán los modos de falla de estos activos a la seguridad, medio ambiente y operación del sistema.

Dada la importancia que tiene la función del activo dentro del contexto operacional del sistema, se debe definir las funciones del mismo (incluyendo principales y secundarias) enmarcadas dentro de ciertos patrones de desempeño, con el fin de realizar un análisis de las fallas funcionales, es decir las que conlleven a una disminución total o parcial del activo para desempeñar su función en un período de tiempo. Para esto, se debe realizar un análisis

de jerarquización de cada activo y sistema dentro de un contexto operacional, con el fin de lograr la identificación del equipo crítico, mediante un análisis de criticidad. Generalmente para el análisis de criticidad, es importante tomar en cuenta aspectos que se entornen en los siguientes puntos:

- Seguridad
- Medio Ambiente
- Producción
- Costos
- Frecuencia de fallas
- Tiempo de reparación.

Una vez definido esto, para cada sistema crítico, se debe realizar un análisis de funcionabilidad en la que se incluya la determinación de la función que realiza el activo y la determinación de la o las fallas funcionales de cada función, realizada mediante el AMFE (Análisis de Modos y Efectos de Falla). En este punto es importante que cada función esté desarrollada basándose en la definición de estándares de desempeño, como valores que me permiten especificar, cuantificar y evaluar en forma clara la función de un activo. La tabla siguiente nos muestra una relación del estándar esperado versus la influencia del mantenimiento.

Tabla 6 Estandar Esperado Versus Influencia del Mantenimiento
Fuente: O. Campos- G. Tolinteno Año 2014
Elaborado por: Autor

ESTÁNDAR ESPERADO VS INFLUENCIA DEL MANTENIMIENTO		
SISTEMAS NO MANTENIBLES		
Estándar esperado	➔ Estándar asociado a la confiabilidad o capacidad de diseño	➔ Mantenimiento en exceso para ayudar a cumplir el estándar deseado.
EFFECTIVIDAD MÁXIMA DEL MANTENIMIENTO		
Estándar esperado	≡ Estándar asociado a la confiabilidad o capacidad de diseño	➔ Mantenimiento que ayude a cumplir el estándar deseado.
MANTENIMIENTO NO EFECTIVO		
Estándar esperado	➔ Estándar asociado a la confiabilidad o capacidad de diseño	➔ Mantenimiento sin efectividad (el activo no es adecuado para cumplir la función deseada).

4.2 Funciones (Principales y Secundarias) y Patrones de Desempeño de los Transformadores

Para la descripción de las funciones y patrones de desempeño de los transformadores, fue necesaria una generalización completa, basada en manuales de mantenimiento y operación de cada tipo de transformador existente en DELAPAZ y de acuerdo a cada uno de los fabricantes. Es procedente para el efecto, analizar las funciones tanto principales como secundarias de un transformador, realizando un estudio por separado de los diferentes sistemas de operación del mismo.

Los sistemas seleccionados para el efecto son:

- Sistema de Refrigeración.
- Sistema de Aislamiento.
- Sistema de Protección y Monitoreo.
- Sistema de Parte Activa.
- Sistema de Soporte.
- Sistema de Terminales y Cableado
- Sistema de regulación de voltaje

A continuación, se describirá las diferentes funciones de un transformador lo más generalizado posible, estándares de ejecución y falla funcional del mismo.

Tabla 7 Funciones Principales y Secundarios de cada Activo del Sistema

Fuente: J. Moubray Año 1997 DELAPAZ Año 2016

Elaborado por: Autor

SISTEMA	ACTIVO	FUNCIONES	
		PRINCIPAL	SECUNDARIAS
Sistema de aislamiento	Aceite	Aislar los bobinados. Disipar el calor.	Eliminar pequeños arcos eléctricos.
	Papel aislante	Aislar cada uno de los bobinados y conductores internos	Soportar la máxima temperatura en el punto más caliente de los devanados. Mantener en buen estado las propiedades mecánicas y dieléctricas.
	Bushings	Aislar el conductor de alta tensión de la carcasa del tanque	Mantener hermeticidad. Mantener una buena conductividad de la parte interna del bushings. Permitir la inspección del nivel de aceite por medio del visor.
	Aisladores de porcelana, tales como manguitos, descargadores, aisladores de soporte.	Aislar partes pequeñas externas e internas del transformador y equipo primario.	Aislamiento secundario. Aislamiento de partes pequeñas individualmente
Sistemas de protección y monitoreo	Relé Buchholz	Desenergizar el transformador en caso de cortocircuitos internos	Mantener hermeticidad. Purgar el gas en el aceite. Mantener en buen estado los contactos principales. Dar alarma si el volumen de gases llega a $100 \pm 20\text{cm}^3$
	Dispositivo de alivio de presión	Aliviar rápidamente la sobrepresión interna en caso de falla severa	Evitar la explosión del transformador. Mantener en buen estado los contactos de accionamiento.
	Indicador del nivel de aceite	Monitorear el nivel de aceite	Facilitar la inspección del nivel de aceite al operador. Mantener en buen estado los contactos de accionamiento. Desconectar si el nivel de aceite es mínimo.
	Monitor de temperatura	Monitoreo de la temperatura. Operación del sistema de enfriamiento	Facilitar la inspección de la temperatura del aceite y los devanados. Tener una medición confiable de forma local y remota. Registrar las alarmas producidas. Monitoreo de tensiones auxiliares (sistema de enfriamiento).
	Secador de aire	Proteger entrada de humedad	Mantener en buen estado el silicagel. Mantener hermeticidad

SISTEMA	ACTIVO	FUNCIONES	
		PRIMARIAS	SECUNDARIAS
Sistema de protección y monitoreo	Relé diferencial	Proteger al transformador de cortocircuitos internos	Registrar alarmas y disparos de forma local y remota. Desconectar el transformador lo más rápido posible en caso de falla. Discriminar las zonas de protección, así como corrientes transitorias.
	Relé de sobrecarga y de falla de puesta a tierra.	Detectan fallas en todo el sistema eléctrico por sobrecarga.	Indica conexiones de puesta a tierra defectuosas.
	Relé de aumento brusco de presión	Detecta aumento brusco de presión del tanque del transformador debido a la generación de gases causadas por una falla.	Indica si el nivel de vapor de agua concentrado es más alto de lo normal.
	Relé de sobrecorriente	Proteger al transformador de cortocircuitos externos	Registrar alarmas y disparos de forma local y remota. Desconectar el transformador lo más rápido posible en caso de falla. Discriminar las zonas de protección, así como corrientes transitorias.
	Pararrayos	Limitar los sobrevoltajes de impulso y maniobra a valor tolerables.	Registro del número de operaciones Mantener en buenas condiciones los gaps de aire Mantener una buena conductividad de la puesta a tierra.
	Indicador de cuadrante de nivel de aceite.	Indica el nivel de aceite del conservador de un transformador bañado en aceite.	Indica temperaturas anormalmente bajas en el aceite. Indica pérdidas extrañas de aceite.

SISTEMA	ACTIVO	FUNCIONES	
		PRIMARIAS	SECUNDARIAS
Sistema de Refrigeración.	Relé térmico para temperatura de aceite o bobinados.	Detecta e indica la máxima temperatura del aceite y de los bobinados.	Controlar el sistema de enfriamiento. Protección de sobrecargas.
	Indicador de flujo de aceite.	Verifica el funcionamiento de la bomba de aceite.	Indica fallas en el motor de la bomba. Indica estado de apertura de las válvulas del radiador.
	Radiadores.	Disipar el calor	Permite hermeticidad al transformador. Bloquea ingreso de partículas extrañas como tierra y oxidación.
	Ventiladores.	Mejorar tasa de transferencia de calor entre transformador y aceite.	Mantener flujo de aire constante. Liberar de oxidación y contaminación.
	Bombas de aceite.	Mantener un flujo constante de aceite.	
Sistema de Parte Activa	Núcleo	Acoplar flujo magnético entre los devanados.	Evita la presencia de flujos capacitivos. Sostener los bobinados.
	Devanados	Crear flujo electromagnético.	Resistir cargas estáticas permanentes y sobretensiones transitorias.
Sistema de Soporte	Tanque y tuberías.	Contención y circulación de aceite aislante.	Hermeticidad. Evitar contacto del aceite aislante con partículas extrañas.
	Conservador.	Compensación de variaciones de volumen de aceite.	Prevenir el deterioro del aceite. Prevenir el deterioro del papel del aislamiento.
	Estructura Central.	Soporte interno del núcleo.	
	Estructuras de Contactos.	Conexiones de parte activa con el exterior.	

SISTEMA	ACTIVO	FUNCIONES	
		PRINCIPALES	SECUNDARIAS
Sistema de Terminales y Cableado	Panel de Control.	Control y monitoreo del equipo primario	
	Caja de Terminales de Protecciones.	Recepción de información desde dispositivos de protección.	
	Cableado.	Conducir la corriente desde y hacia el transformador.	
Sistema de Regulación de Voltaje.	Conmutador de Tensiones bajo carga (OLTC)	Control del tensión tanto remota, manual como automáticamente	
	Conmutador de Tensiones sin carga (DLTC)	Control de tensión manual sin carga.	

El siguiente paso, es realizar una generalización apropiada de las funciones, es decir, determinar las funciones más objetivas y que engloben a las definidas en las tablas anteriores.

Para cada una de las funciones que serán definidas, se precisa estándares de ejecución, que no son, sino los límites a los que el equipo opera normalmente, sin llegar a fallas de la función referida (fallas funcionales) Tabla 8. (J. Moubrey Año 1997)

Tabla 8 Estandares de Ejecucion de cada Funcion Principal

Fuente: J. Moubray Año 1997 DELAPAZ Año 2016

Elaborado por: Autor

FUNCIÓN		ESTÁNDARES DE EJECUCIÓN
1	Operar dentro de un contexto de seguridad tanto industrial como personal.	Seguridad Industrial Seguridad personal
2	Permitir el flujo máximo de potencia sin exceder pérdidas normales de operación.	Temperatura máxima en conexiones: 60°C Temperatura máxima en devanados: 105°C Temperatura máxima en aceite: 90°C Temperatura máxima en tanque: 80°C Temperatura en refrigeración: 40°C sobre ambiente.
3	Transformar Voltaje dentro de un marco permitido de caídas y pérdidas.	Voltaje máximo permitido: $V_{nom.} \pm 3\%$ Desviación angular permisible 0.1°
4	Entregar energía dentro de contextos de continuidad y calidad	Voltaje máximo permitido: $V_{nom.} \pm 3\%$ Corriente máxima permitida: Frecuencia mínima: 95% Factor de potencia en la carga mínima 80%: Factor armónico máximo: 0.05 pu. Temperatura máxima en conexiones: 60°C Temperatura máxima en devanados: 105°C Temperatura máxima en aceite: 90°C Temperatura máxima en tanque: 80°C Elevación máx. de temperatura en LTC: 20°C a $1.2I_{nom}$ Nivel de ruido permitido: 85 db Generación de gases combustibles: Referirse capítulo 3 Propiedades físico químicas del aceite: Referirse capítulo 3.

4.3 Fallas Funcionales y Modos de Fallas (Análisis de Mantenimiento, Modos y Efectos de Falla)

4.3.1 Fallas Funcionales

Una falla funcional, es el estado en el tiempo, en el cual el activo no puede alcanzar el estándar de ejecución esperado y trae como consecuencia que el activo no pueda cumplir su función o la cumpla en forma ineficiente.

Las fallas funcionales asociadas con cada función y estándar de ejecución descritos anteriormente, se encuentran en la siguiente Tabla 9: (J. Moubray Año 1997)

Tabla 9 Fallas Funcionales de cada Funcion Principal
Fuente: J Moubray Año 1997 DELAPAZ Año 2016
Elaborado por: Autor

SISTEMA:		Eléctrico de Potencia	
SUBSISTEMA:		Transformación de Potencia	
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL	
1	Operar dentro de un contexto de seguridad tanto industrial como personal.	A	Existencia de accidentes que involucren personal o equipo.
2	Permitir el flujo máximo de potencia sin exceder pérdidas normales de operación.	A	No existe potencia de salida.
		B	Entregar potencia menor a la requerida (pérdidas excesivas)
3	Transformar Voltaje dentro de un marco permitido de caídas y pérdidas.	A	No existe voltaje de salida
		B	Voltaje de salida bajo (Exceso de pérdidas)
		C	Voltaje de salida desbalanceado
4	Entregar energía dentro de contextos de continuidad y calidad.	A	Cortes en potencia de salida (Salida del transformador)

4.3.2 Modos de Falla

Se define como la manera en que una parte o activo puede potencialmente fallar en cumplir con los requerimientos específicos del proceso.

En otras palabras, es la causa de cada falla funcional. Un modo de falla es el que provoca la pérdida de la función total o parcial de un activo en su contexto operacional.

Debe considerarse cada modo de falla potencial para una operación en particular; por esto, es necesario considerar que los modos de falla pueden caer dentro de una de las cinco categorías siguientes:

- Falla Total
- Falla Parcial
- Falla Intermitente Falla Gradual Sobre funcionamiento

El siguiente paso del proceso de Análisis de Modos y Efectos de Falla, luego de definir la función y los modos de falla, es identificar las consecuencias potenciales del modo de falla; solamente una vez identificadas estas consecuencias, deben introducirse en el modelo como efectos.

Las siguientes tablas muestran los modos de falla asociados a cada función principal y a

cada falla funcional descrita anteriormente. (J. Mounbray Año 1997)

Tabla 10 Modos de Falla
Fuente: J Mounbray Año 1997 DELAPAZ Año 2016
Elaborado por: Autor

SISTEMA: Eléctrico de Potencia		SUBSISTEMA: Transformación de Potencia			
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA	
1	Operar dentro de un contexto de seguridad tanto industrial como personal.	A	Ocurren accidentes que involucren personal o equipo.	1 Deformación de la goma de estanqueidad de los paneles de control y terminales de protección.	
				2 Conexiones externas flojas o en mal estado	
				3 Funcionamiento defectuoso de llaves, anunciadores y lámparas de paneles y seguridad.	
				4 Deterioramiento de señales y avisos de seguridad.	
2	Permitir el flujo máximo de potencia sin exceder pérdidas normales de operación.	A	Interrupción completa del flujo de potencia.	1 Falla en el sistema de radiadores.	
				2 Falla en el sistema de motores de los ventiladores.	
				3 Falla en el sistema de bombas de aceite.	
				4 Falla arranque de grupos de enfriamiento alternos.	
			B	Entregar potencia menor a la requerida (pérdidas excesivas)	1 Obstrucciones dentro del tubo de enfriamiento que reduce el flujo de líquido enfriador.
					2 Daño en los bobinados, aislación o desbalance en los motores de las bombas.
					3 Exceso de partículas extrañas en las aletas del enfriador de aire comprimido.
					4 Fugas a tierra debido a puntos calientes.

SISTEMA: Eléctrico de Potencia		SUBSISTEMA: Transformación de Potencia			
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA		
3	Transformar Voltaje dentro de un marco permitido de caídas y pérdidas.	A	No existe voltaje de salida	1	Falla en el cambiador de tap's.
		B	Voltaje de salida bajo el rango normal (Exceso de pérdidas)	1	Daño en los terminales del cambiador de tap's.
				2	Cortocircuitos en los arrollamientos del devanado.
				3	Circuitos abiertos en los arrollamientos del devanado.
C	Voltaje de salida desbalanceado	1	Desperfecto en la conexión neutro tierra.		
4	Entregar energía dentro de contextos de continuidad y calidad	A	No existe potencia de salida (Salida del transformador)	1	Factor de potencia.
				2	Falla eléctrica en devanados (factores eléctricos).
				3	Falla eléctrica en devanados (factores térmicos).
				4	Falla eléctrica en devanados (factores mecánicos).
				5	Falla en bushings.
				6	Falla en dispositivos de protección y monitoreo eléctrico.
				7	Falla en dispositivos de protección y monitoreo eléctrico.
				8	Desperfecto en los TC's.
				9	Falla en el banco terciario.

4.3.3 Efectos de Falla

Tabla 11 Modos y Efectos de Falla
Fuente: J Moubray Año 1997 DELAPAZ Año 2016
Elaborado por: Autor

MODO DE FALLA		EFECTO DE FALLA	Evidente	
			SI	NO
1A1	Deformación de la goma de estanqueidad de los paneles de control y terminales de protección.	Descarga al hacer contacto con el panel de control.	X	
1A2	Conexiones externas flojas o en mal estado	Posible electrocución de personal o derivación en una falla del equipo.		X
1A3	Funcionamiento defectuoso de llaves, anunciadores y lámparas de paneles y seguridad.	Dejar sin señales de advertencia en caso de existencia de falla inminente o peligros externos.		X
1A4	Deterioramiento de señales y avisos de seguridad.	Posible electrocución del personal que labora en las cercanías.	X	
2A1	Falla en el sistema de radiadores.	Sobrecalentamiento de sistema de aislamiento y apertura de las protecciones asociadas. Desconexión de la bahía.		X
2A2	Falla en el sistema de motores de los ventiladores.	Circulación nula de aire. Sobrecalentamiento de sistema de aislamiento y apertura de las protecciones asociadas. Desconexión de la bahía.		X
2A3	Falla en el sistema de bombas de aceite.	Circulación nula de aceite. Sobrecalentamiento de sistema de aislamiento y apertura de las protecciones asociadas. Desconexión de la bahía.		X
2A4	Falla arranque de grupos de enfriamiento alternos.	Sobrecalentamiento de sistema de aislamiento y apertura de las protecciones asociadas. Desconexión de la bahía.		X
2B1	Obstrucciones dentro del tubo de enfriamiento que reduce el flujo de líquido enfriador.	Calentamiento excesivo del líquido enfriador. Falla en el sistema de bombeo.		X
2B2	Daño en los bobinados, aislación o desbalance en los motores de las bombas.	Falla en el funcionamiento de los motores de los ventiladores o en las bombas. Calentamiento excesivo del sistema de refrigeración.		X
2B3	Exceso de partículas extrañas en las aletas del enfriador de aire comprimido.	Falla en el funcionamiento de los motores de los ventiladores o en las bombas. Calentamiento excesivo del sistema de refrigeración.		X
2B4	Fugas a tierra debido a puntos calientes.	Pérdidas y riesgo para el personal.		X

MODO DE FALLA		EFECTO DE FALLA	Evidente	
			SI	NO
3A1	Falla en el cambiador de tap's sin carga.	Directamente afecta en el plano operativo. Generación de gases por arcos, que podrían hacer actuar al Buchholz. Defecto en la transformación de voltaje.		X
3A2	Falla en el cambiador de tap's con carga.			
3B1	Daño en los terminales del cambiador de tap's.	Cortocircuito entre cada paso de los LTC's.		X
3B2	Cortocircuitos en los arrollamientos del devanado.	Puntos calientes dentro del transformador. Degradación de aislantes internos. Falla en la relación de transformación.		X
3B3	Circuitos abiertos en los arrollamientos del devanado.			
3C1	Desperfecto en la conexión neutro tierra.	Neutro flotante, que expone a desbalances y sobretensiones, perjudiciales para el aislamiento. Incapacidad de detectar fallas a tierra.		X
4A1	Irregularidad en el Factor de potencia.	Calidad de energía entregada muy pobre. Posibles efectos negativos sobre el aislamiento del transformador.		X
4A2	Falla eléctrica en devanados (Factores eléctricos).	Se activan las protecciones del transformador, lo que obliga a una salida forzada. Si la falla es muy grande los efectos son irreversibles.		X
4A3	Falla eléctrica en devanados (Factores térmicos).	Salida de servicio del transformador por acción de los relés respectivos. Si no se corrige a tiempo, el sobrecalentamiento deteriora las propiedades dieléctricas del aislante y puede desembocar en daño severo del papel.		X
4A4	Falla eléctrica en devanados (Factores mecánicos).	Deformación del enrollamiento, deterioro del papel aislante. Si la falla es muy fuerte, el efecto es devastador para la parte activa del transformador.		X
4A5	Falla en bushings.	Tiene un efecto operacional importante. Al detectarse la falla, actúan las protecciones asociadas y se dispara.		X
4A6	Falla en dispositivos de protección y monitoreo eléctrico.	Desenergización de transformador por mando erróneo de los interruptores asociados.		X
4A7	Falla en dispositivos de protección y monitoreo eléctrico.	Desenergización de transformador por mando erróneo de los interruptores asociados.		X
4A8	Desperfecto en los TC's.	Disparo del interruptor por activación del relé de sobrecorriente., por ende, salida del transformador.		X
4A9	Falla en el banco terciario.	Acción del relé diferencial por desbalance, entonces, actúa relé de disparo y bloqueo para disparar interruptores asociados, por ende, salida del		X

4.4 Análisis de Criticidad

En el análisis de criticidad, se debe realizar un estudio de consecuencias, en las que se tendrá que relacionar factores que inciden en la severidad, probabilidad de fallas, fallas ocultas o evidentes, consecuencias operacionales y no operacionales, impacto en el ambiente, seguridad personal e higiene. Para el efecto se utilizará el modelo de factores ponderados, basado en el análisis de riesgos. (J. Moubray Año 1997)

En la gráfica se puede identificar las categorías de consecuencias de los modos de falla, para posteriormente analizar a cada uno de ellos y definir las tareas más apropiadas para el mantenimiento.

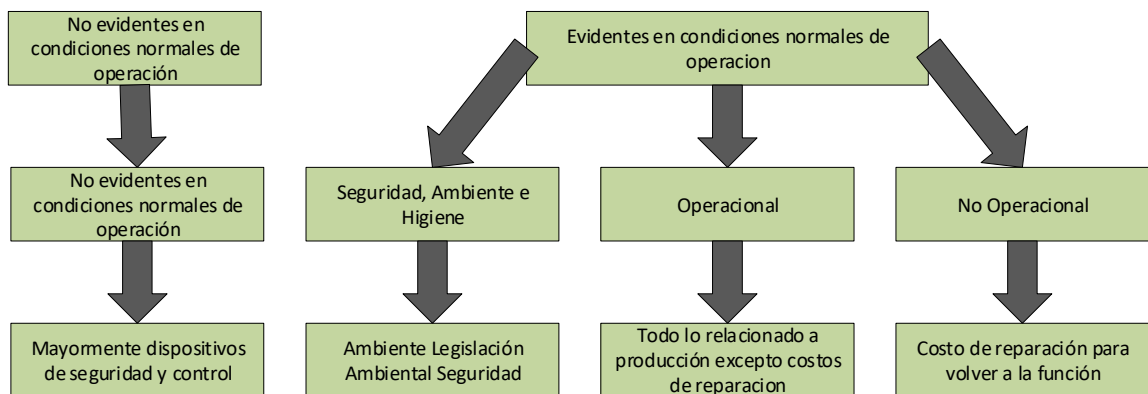


Figura 13 Consecuencias de los Modos de Fallos

Fuente: J Moubray Año 1997

Elaborado por: Autor

4.4.1 Fallas Ocultas

Son fallas no detectables por los operarios bajo circunstancias de operación normales, es necesario realizar algún tipo de procedimientos para detectarlos.

Son, en general, la causa del 50% de los modos de falla en los equipos modernos. (J. Moubray Año 1997)

4.4.2 Consecuencias en la Seguridad, Medio Ambiente e Higiene

Una falla, trae consecuencias para la Seguridad y Medio Ambiente, si causa una pérdida de función u otros daños que puedan herir o matar a las personas y/o conducen a una infracción de la normativa ambiental.

La descripción y valoración de cada grado de impacto se la debe realizar en base a

experiencias o criterios desarrollados a lo largo de la utilización del equipo, tomando en cuenta las doctrinas que para el efecto se encuentran preestablecidas. (J. Moubray Año 1997)

Los impactos en la Seguridad Personal, Medio Ambiente e Higiene están enmarcados en la tabla 12.

Tabla 12 Impacto en la Seguridad, Ambiental e Higiene
Fuente: J Moubray Año 1997 DELAPAZ Año 2016
Elaborado por: Autor

IMPACTO EN SEGURIDAD, AMBIENTE E HIGIENE	DESCRIPCIÓN	VALOR
Alto	Afecta a la seguridad humana tanto externa como interna.	8
Mayor	Afecta el ambiente produciendo daños irreversibles.	6
Medio	Afecta las instalaciones causando daños severos.	4
Bajo	Provoca daños menores (accidentes e incidentes).- propio del personal-	2
Leve	Provoca un impacto ambiental, que no viola las reglamentaciones ambientales.	1
Ninguno	No provoca ningún daño ni a instalaciones ni al personal.	0

Cabe resaltar que, para los modos de fallo con consecuencias en Seguridad y Medio Ambiente, una tarea preventiva es eficaz, si se reduce el riesgo de fallo a un nivel aceptable.

4.4.3 Consecuencias Operacionales

Una falla, trae consecuencias operacionales, si se tiene un efecto adverso directo sobre la capacidad operacional del equipo, es decir, afectan sobre:

Rendimiento Total.

Calidad del producto.

Servicio al cliente.

Las tareas preventivas en estos casos son eficaces si a través de un período de tiempo, cuesta menos, que el costo de las consecuencias operacionales, más el costo de la reparación de las fallas que tiene por objeto evitar. (J. Moubray Año 1997)

4.4.4 Consecuencias No Operacionales

Éstas no ejercen ningún efecto sobre la capacidad operacional ni sobre la seguridad. Las

consecuencias no operacionales, se enmarcan en los costos directos de la reparación, es decir son consecuencias principalmente económicas.

Las tareas preventivas en estos casos son eficaces si a través de un período de tiempo, cuesta menos, que el costo de la reparación de las fallas que tiene por objeto evitar.

Para un análisis posterior, se remitirá simplemente como costos de mantenimiento.

Para poder cuantificar las consecuencias en el campo financiero, es necesario realizar un estudio detallado del impacto de un evento no programado para cada uno de los transformadores de todas las subestaciones. (C, Parra – A. Crespo Año 2012)

Por efectos de alcance, se cuantificará en forma general las consecuencias financieras basados en un estudio del transformador más grande del sistema¹.

*Tabla 13 Niveles de Afectacion de Recursos Financieros
Fuente: C. Parra – A. Crespo Año 2012 DELAPAZ Año 2016
Elaborado por: Autor*

NIVEL DE AFECTACIÓN	DESCRIPCIÓN	VALOR
No aplica	No hay afectación del Financiero	0
Leve	Las pérdidas por el siniestro son menores o iguales a USD 10,000	0.5
Moderado	Las pérdidas por el siniestro son mayores que USD 10,000 y menores o iguales a USD 50,000	1
Crítico	Las pérdidas por el siniestro son mayores que USD 50,000 y menores o iguales a USD 1'000,000	1.5
Muy crítico	Las pérdidas por el siniestro son mayores que USD 1'000,000	2

¹“RCM aplicado al transformador de Potencia, Repotenciación de las Subestaciones DELAPAZ

Para decidir las consecuencias que acarreará cada modo de falla a analizar, es útil seguir un procedimiento de decisión que se detalla en la siguiente gráfica.

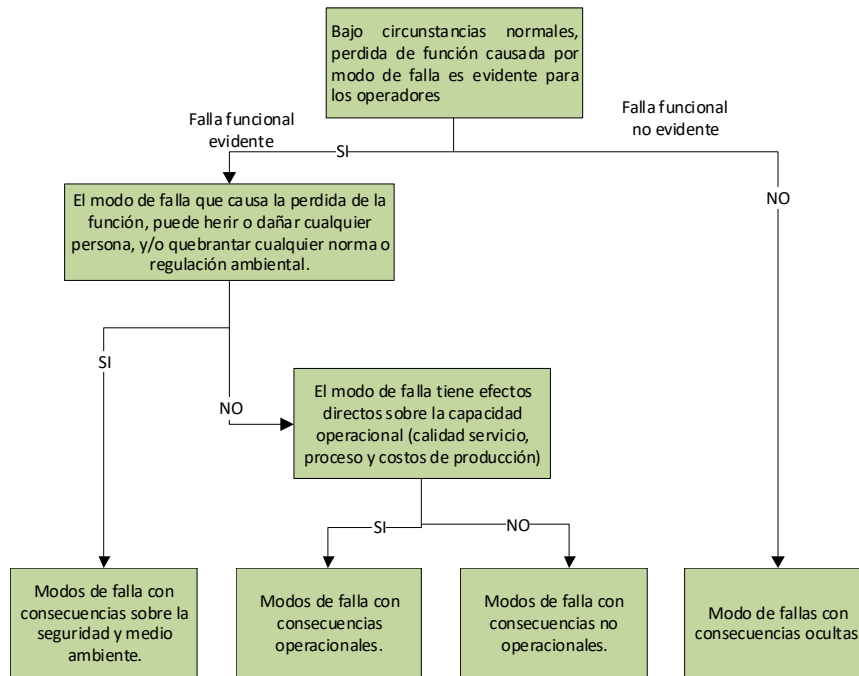


Figura 14 Flujograma para definir el Impacto de Modos de Fallas

Fuente: C. Parra – A. Crespo Año 2012

Elaborado por: Autor

El siguiente cuadro detalla la forma de analizar el nivel de probabilidad de falla, es decir la frecuencia de falla esperada, basada en factores históricos.

Tabla 14 Niveles de Probabilidad de Ocurrencia de Falla

Fuente: C. Parra – A. Crespo Año 2012 DELAPAZ Año 2016

Elaborado por: Autor

NIVEL DE PROBABILIDAD	DESCRIPCIÓN	VALOR
Muy baja	El siniestro no ha ocurrido en los últimos 6 años.	1
Baja	El siniestro ha ocurrido al menos una vez en los últimos 6 años.	2
Media	El siniestro ha ocurrido al menos una vez en los últimos dos años.	3
Alta	El siniestro ha ocurrido más de una vez en último año.	4

El impacto operacional se fijará de acuerdo a un análisis de consecuencias operacionales de cada ítem, siendo la relación la siguiente:

Tabla 15 Impacto Operacional
Fuente: C. Parra – A. Crespo Año 2012 DELAPAZ Año 2016
Elaborado por: Autor

IMPACTO OPERACIONAL	DESCRIPCIÓN	VALOR
Alto	Salida inmediata del transformador con consecuencias en el CNDC.	10
Mayor	Salida del transformador con consecuencias enmarcadas en el entorno S/E.	6
Medio	Impacto en niveles de producción y calidad (No implica salida del transformador)	4
Leve	Repercusión en costos operacionales adicionales asociados con disponibilidad.	2
Ninguno	No produce efecto alguno sobre operaciones y producción.	1

La flexibilidad operacional, es un criterio, que define cuán flexible es la operación del sistema, en caso de fallas, para poder ser sustituido o la función que falle, ser inmediatamente reemplazada por una función auxiliar.

Tabla 16 Flexibilidad Operacional
Fuente: C. Parra – A. Crespo Año 2012 DELAPAZ Año 2016
Elaborado por: Autor

FLEXIBILIDAD OPERACIONAL.	DESCRIPCIÓN	VALOR
Baja	No existe opción de producción y no existe función de repuesto.	4
Media	Hay opción de repuesto compartido.	2
Alta	Función de repuesto disponible.	1

En ocasiones, es factible, que se valore al riesgo con cantidades intermedias a las descritas, si es que el analista lo cree conveniente.

La criticidad de cada elemento se registrará de acuerdo a la siguiente formula:

Ecuación 9 De la Consecuencia de la Criticidad
Fuente: C. Parra – A. Crespo Año 2012
Elaborado por: Autor

$$\text{Consecuencia} = (\text{Impacto Operacional} * \text{Flexibilidad Operacional}) + \text{Impacto Financiero} + \text{Impacto al Higiene y Seguridad Ambiental (SAH)}$$

A continuación, se presenta una tabla, en la cual se cuantifica para cada modo de falla, el nivel de consecuencia, para posteriormente definir la criticidad de cada activo.

Ecuación 10 Criticidad

Fuente: C. Parra – A. Crespo Año 2012

Elaborado por: Autor

Criticidad = Frecuencia (Probabilidad) * Consecuencia

Tabla 17 Evaluación Cuantitativa de Impacto y Criticidad

Fuente: C. Parra – A. Crespo Año 2012 DELAPAZ Año 2016

Elaborado por: Autor

MODO DE FALLA.		Impacto Operacional	Flexibilidad Operacional	Impacto financiero	Impacto al SAH	Total consecuencia	Probabilidad de ocurrencia	Criticidad
1A1	Deformación de la goma de estanqueidad de los paneles de control y terminales de protección.	2	4	2	8	18	2	36
1A2	Conexiones externas flojas o en mal estado	2	2	-	8	12	2	24
1A3	Funcionamiento defectuoso de llaves, anunciadores y lámparas de paneles y seguridad.	1	2	0.5	8	10.5	2	21
1A4	Deterioramiento de señales y avisos de seguridad.	1	2	0.5	8	10.5	2	21
2A1	Falla en el sistema de radiadores.	4	2	0.5	-	8.5	1	8.5
2A2	Falla en el sistema de motores de los ventiladores.	1	2	0.5	-	2.5	2	5
2A3	Falla en el sistema de bombas de aceite.	1	2	0.5	-	2.5	1	2.5
2A4	Falla arranque de grupos de enfriamiento alternos.	2	2	0.5	-	4.5	2	9
2B1	Obstrucciones dentro del tubo de enfriamiento que reduce el flujo de líquido enfriador.	1	2	0.5	-	2.5	2	5
2B2	Daño en los bobinados, aislamiento o desbalance en los motores de las	1	2	0.5	-	2.5	2	5
2B3	Exceso de partículas extrañas en las aletas del enfriador de aire comprimido.	1	-	0	-	0	2	0
2B4	Fugas a tierra debido a puntos calientes.	1	1	1	8	10	2	20

MODO DE FALLA.		Impacto Operacional	Flexibilidad Operacional	Impacto financiero	Impacto al SAH	Total consecuencia	Probabilidad de ocurrencia	Criticidad
3A1	Falla en el cambiador de tap's sin carga.	4	2	1	-	9	1	9
3A2	Falla en el cambiador de tap's sin carga.	4	2	1	-	9	1	9
3B1	Daño en los terminales del cambiador de tap's.	2	2	1	-	5	2	10
3B2	Cortocircuitos en los arrollamientos del devanado.	2	2	1	-	5	1	5
3B3	Circuitos abiertos en los arrollamientos del devanado.	2	2	1	-	5	1	5
3C1	Desperfecto en la conexión neutro tierra.	1	1	1	-	2	2	4
4A1	Irregularidad en el Factor de potencia.	1	1	1	-	2	2	4
4A2	Falla eléctrica en devanados (factores eléctricos).	10	3	10	1	41	1	41
4A3	Falla eléctrica en devanados (factores térmicos).	10	3	10	1	41	1	41
4A4	Falla eléctrica en devanados (factores mecánicos).	10	3	10	1	41	1	41
4A5	Falla en bushings.	6	2	1	-	13	2	26
4A6	Falla en dispositivos de protección y monitoreo eléctrico.	6	2	1	-	13	3	39
4A7	Falla en dispositivos de protección y monitoreo mecánica.	6	2	1	-	13	2	26
4A8	Defectos en los CT's	4	2	1	-	9	2	18
4A9	Falla en el banco terciario	4	2	1	-	9	1	9

Una vez conocido el equivalente numérico de las consecuencias, y la cuantificación del grado de criticidad, podemos mediante la matriz siguiente, conocer el grado de severidad de dicho modo de falla.

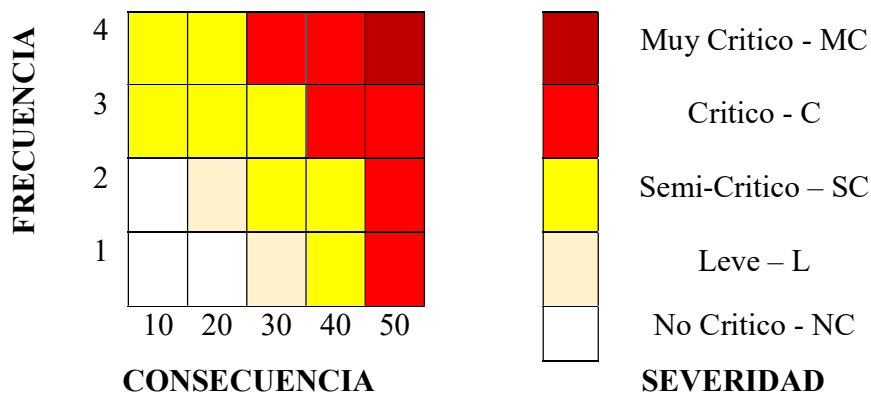


Figura 15 Matriz de Severidad
Fuente: C. Parra – A. Crespo Año 2012
Elaborado por: Autor

De acuerdo a los cálculos realizados, se obtiene los siguientes resultados:

Tabla 18 Condiciones en Cada Modo de Falla
Fuente: C. Parra – A. Crespo Año 2012 DELAPAZ Año 2016
Elaborado por: Autor

	MODO DE FALLA.	SEVERIDAD	CONDICIÓN
1A1	Deformación de la goma de estanqueidad de los paneles de control y terminales de protección.	36	C
1A2	Conexiones externas flojas o en mal estado	24	SC
1A3	Funcionamiento defectuoso de llaves, anunciadores y lámparas de paneles y seguridad.	21	SC
1A4	Deterioramiento de señales y avisos de seguridad.	21	SC
2A1	Falla en el sistema de radiadores.	8.5	NC
2A2	Falla en el sistema de motores de los ventiladores.	5	NC
2A3	Falla en el sistema de bombas de aceite.	2.5	NC
2A4	Falla arranque de grupos de enfriamiento alternos.	9	NC
2B1	Obstrucciones dentro del tubo de enfriamiento que reduce el flujo de líquido enfriador.	5	NC
2B2	Daño en los bobinados, aislamiento o desbalance en los motores de las bombas.	5	NC
2B3	Exceso de partículas extrañas en las aletas del enfriador de aire comprimido.	0	NC
2B4	Fugas a tierra debido a puntos calientes.	20	SC

MODO DE FALLA.		SEVERIDAD	CONDICIÓN
3A1	Falla en el cambiador de tap's sin carga.	9	NC
3A2	Falla en el cambiador de tap's con carga.	9	NC
3B1	Daño en los terminales del cambiador de tap's.	10	NC
3B2	Cortocircuitos en los arrollamientos del devanado.	5	NC
3B3	Circuitos abiertos en los arrollamientos del devanado.	5	NC
3C1	Desperfecto en la conexión neutro tierra.	4	NC
4A1	Irregularidad en el Factor de potencia.	4	NC
4A2	Falla eléctrica en devanados (factores eléctricos).	41	MC
4A3	Falla eléctrica en devanados (factores térmicos).	41	MC
4A4	Falla eléctrica en devanados (factores mecánicos).	41	MC
4A5	Falla en bushings.	26	SC
4A6	Falla en dispositivos de protección y monitoreo eléctrico.	39	C
4A7	Falla en dispositivos de protección y monitoreo mecánico.	26	SC
4A8	Desperfecto en los CT's.	18	L
4A9	Falla en el banco terciario.	9	L

Con este análisis se tiene una clasificación de criticidad, sólo tomando en cuenta las consecuencias que cada uno de los modos de falla conlleva.

Para completar el análisis de criticidad, es necesario realizar un estudio de riesgos, vulnerabilidad y aceptabilidad.

4.5 Análisis de Riesgos, Vulnerabilidad y Aceptabilidad

Una de las herramientas que permiten la selección acertada de las tareas de mantenimiento, con el fin de optimizar los recursos, es realizar un análisis de riesgos, vulnerabilidad y aceptabilidad, que, en conjunto con el análisis de la severidad de las consecuencias, nos

permiten identificar con mayor exactitud los elementos o activos críticos dentro de un sistema o subsistema.

Una vez establecidos los niveles de criticidad de las consecuencias de cada uno de los modos de falla antes analizados, se procederá a analizar el impacto global en términos de riesgo, combinando los resultados del análisis estadístico con la valoración del impacto antes descrito. Para el efecto, consideraremos tres niveles de riesgo, definidos como alto, medio y bajo.

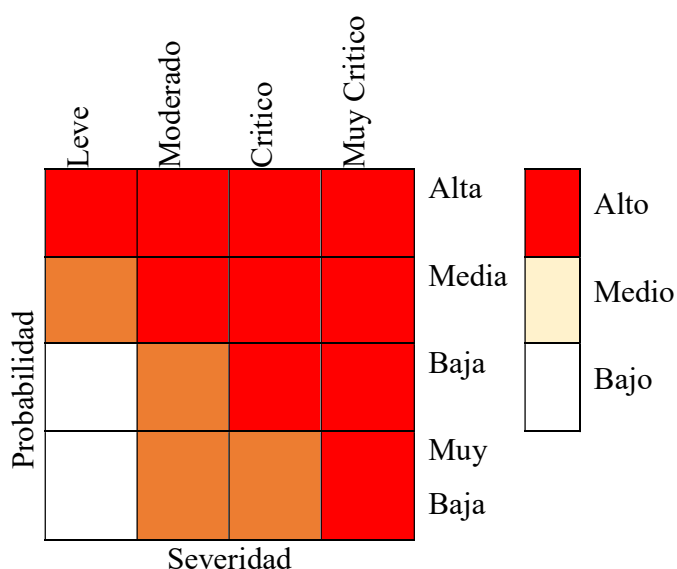


Figura 16 Matriz de Riesgos
Fuente: C. Parra – A. Crespo Año 2012
Elaborado por: Autor

Esta matriz, tiene la propiedad de ser flexible, siendo acorde con los resultados del examen anterior, lo que se representa por la incidencia directa de los impactos producidos por los modos de falla. Una vez obtenido el grado de riesgo, la relacionamos con la frecuencia de falla que se obtuvo estadísticamente para encontrar el grado de vulnerabilidad, que se representa de la siguiente formula:

Ecuación 11 Grado de Vulnerabilidad
Fuente: C. Parra – A. Crespo Año 2012
Elaborado por: Autor

$$\text{Vulnerabilidad} = \text{Frecuencia} * \text{Severidad}$$

Nótese que existirá un grado de vulnerabilidad relacionado a cada riesgo generado por los diferentes modos de falla.

La vulnerabilidad máxima será 16, que equivaldrá a un porcentaje de 100, debido a que es el valor máximo que se puede obtener relacionando 4 grados de frecuencia con 4 niveles de riesgo.

Porcentualmente, el grado de vulnerabilidad viene expresado por:

Ecuación 12 Grado de Vulnerabilidad Porcentual

Fuente: C. Parra – A. Crespo Año 2012

Elaborado por: Autor

$$\text{Grado de vulnerabilidad} = \frac{\text{Frecuencia} * \text{Severidad} * 100}{\text{Vulnerabilidad}_{\text{Maxima}}}$$

La siguiente tabla muestra los valores de vulnerabilidad, sin tomar en cuenta los valores en que el riesgo generado por el modo de falla es cero o no crítico.

		Leve	Moderado	Crítico	Muy Crítico	
FRECUENCIA	Alta	4 25%	8 50%	12 75%	16 100%	
	Media	3 18.8%	6 37.5%	9 56.3%	12 75%	
	Baja	2 12.5%	4 25%	6 37.5%	8 50%	
	Muy Baja	1 6.3%	2 12.5%	3 18.8%	4 25%	
		SEVERIDAD				

Figura 17 Matriz de Valor de Vulnerabilidad

Fuente: C. Parra – A. Crespo Año 2012

Elaborado por: Autor

Ahora es necesario relacionar los niveles de riesgo con el impacto de las medidas a tomarse para mitigar el efecto de la falla, en lo referente a su efectividad. La consideración de dicho

efecto, tiene la bondad de reducir el grado de vulnerabilidad antes calculado, relación que se conoce como Riesgo Residual y se calcula de la siguiente manera:

Ecuación 13 Riesgo Residual
Fuente: C. Parra – A. Crespo Año 2012
Elaborado por: Autor

$$\text{Riesgo Residual} = \text{Vulnerabilidad} * N_{EM}$$

Donde:

N_{EM} : Nivel de efectividad de las medidas frente a la exposición.

El nivel de efectividad de las medidas frente a la exposición se la determina en base a la siguiente tabla.

Tabla 19 Nivel de Efectividad de las Medidas Existentes (M_{EN})
Fuente: C. Parra – A. Crespo Año 2012
Elaborado por: Autor

NIVEL	DESCRIPCIÓN	VALOR
Inexistente	No hay medidas existentes	1
Muy bajo	Es una medida muy poco efectiva	0.85
Bajo	Es una medida poco efectiva	0.7
Medio Bajo	Es una medida algo más efectiva que bajo	0.55
Medio	Es una medida medianamente efectiva	0.4
Medio Alto	Es una medida más que medianamente efectiva	0.3
Alto	Es una medida de buena efectividad	0.2
Bastante Alto	Es una medida de bastante efectividad	0.1
Muy Alto	Es una medida altamente efectiva	0.05

La evaluación del nivel de efectividad de las medidas de actuales se realizó en base al plan de mantenimiento actual de los transformadores de potencia de la Empresa de DELAPAZ. La aceptabilidad es un factor que mide cuantitativamente el grado de aceptación de cada modo de falla, es decir, el nivel de tolerabilidad del sistema ante el factor de riesgo considerado.

Tabla 20 Aceptabilidad de Acuerdo al Grado de Vulnerabilidad

Fuente: C. Parra – A. Crespo Año 2012

Elaborado por: Autor

NIVEL	GRADO DE VULNERABILIDAD
Aceptable	$\leq 6.25\%$
Tolerable	Entre 6.25% y 12.5%
Inaceptable	$>12.5\%$

Consideramos tres niveles de Aceptabilidad de acuerdo al grado de vulnerabilidad:

Aceptable: Significa que el riesgo no determinará gran afectación al sistema por lo cual no requiere esfuerzos o acciones específicas para administrarlo.

Tolerable: Significa que, aunque debe desarrollarse actividades para la gestión sobre el riesgo, estas tienen una prioridad de segundo nivel.

Inaceptable: Significa que se requiere siempre desarrollar acciones prioritarias e inmediatas para su gestión, debido al alto impacto que tendrían sobre el sistema.

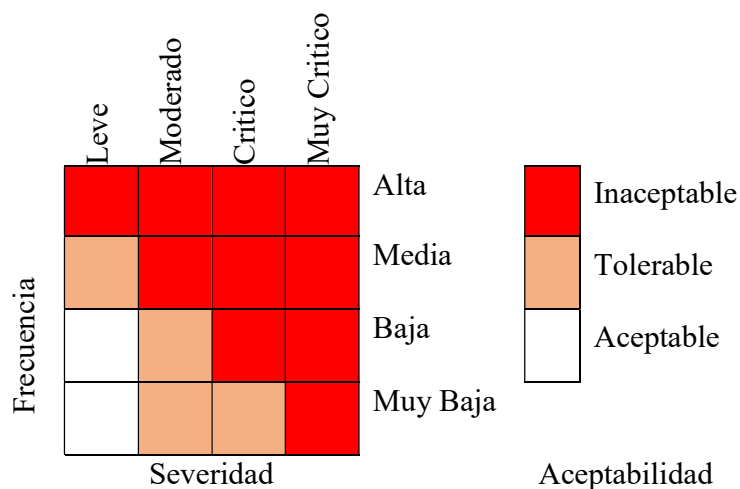


Figura 18 Matriz de Aceptabilidad

Fuente: C. Parra – A. Crespo Año 2012

Elaborado por: Autor

Es importante analizar también el grado de aceptabilidad en base al riesgo residual, que como vimos anteriormente toma en cuenta medidas a tomarse.

Tabla 21 Aceptabilidad de Acuerdo al Riesgo Residual
Fuente: C. Parra – A. Crespo Año 2012
Elaborado por: Autor

NIVEL	RIESGO RESIDUAL
Aceptable	≤ 6.25
Tolerable	Entre 6.25 y 12.5
Inaceptable	> 12.5

Cabe resaltar, que este análisis tiene la ventaja de tomar en cuenta tanto fallas internas en el transformador, que son fallas que ponen en riesgo al sistema, como defectos en lo relacionado a fugas menores y seguridad.

Los resultados del análisis de riesgos, vulnerabilidad y aceptabilidad son presentados en la siguiente tabla.

Tabla 22 Analisis de Aceptabilidad de Acuerdo al grado de Vulnerabilidad y Riesgo Residual

Fuente: C. Parra – A. Crespo Año 2012 DELAPAZ Año 2016

Elaborado por: Autor

MODO DE FALLA		Riesgo	Vulnerabilidad (%)	NEM	Riesgo Residual (%)	Aceptabilidad (Vulnerabilidad)	Aceptabilidad (R. residual)
1A1	Deformación de la goma de estanqueidad de los paneles de control y terminales de protección.	Alto	37.5	0.2	7.5	Inaceptable	Tolerable
1A2	Conexiones externas flojas o en mal estado	Medio	25	0.2	5	Inaceptable	Aceptable
1A3	Funcionamiento defectuoso de llaves, anunciadores y lámparas de paneles y seguridad.	Medio	12.5	0.3	3.75	Tolerable	Aceptable
1A4	Deterioramiento de señales y avisos de seguridad.	Medio	12.5	0.2	2.5	Tolerable	Aceptable
2A1	Falla en el sistema de radiadores.	Bajo	6.5	1	6.5	Aceptable	Aceptable
2A2	Falla en el sistema de motores de los ventiladores.	Bajo	12.5	0.2	2.5	Tolerable	Aceptable
2A3	Falla en el sistema de bombas de aceite.	Bajo	6.5	1	6.5	Aceptable	Aceptable
2A4	Falla arranque de grupos de enfriamiento alternos.	Bajo	12.5	0.2	2.5	Tolerable	Aceptable
2B1	Obstrucciones dentro del tubo de enfriamiento que reduce el flujo de líquido enfriador.	Bajo	12.5	0.4	5	Tolerable	Aceptable
2B2	Daño en los bobinados, aislamiento o desbalance en los motores de las bombas.	Bajo	12.5	0.4	5	Tolerable	Aceptable
2B3	Exceso de partículas extrañas en las aletas del enfriador de aire comprimido.	Bajo	12.5	0.2	2.5	Tolerable	Aceptable
2B4	Fugas a tierra debido a puntos calientes.	Medio	25	0.4	10	Inaceptable	Tolerable

MODO DE FALLA		Riesgo	Vulnerabilidad (%)	NEM	Riesgo Residual (%)	Aceptabilidad (Vulnerabilidad)	Aceptabilidad (R. residual)
3A1	Falla en el cambiador de taps sin carga.	Bajo	6.25	0.7	4.375	Aceptable	Aceptable
3A2	Falla en el cambiador de taps sin carga.	Bajo	6.25	0.7	4.375	Aceptable	Aceptable
3B1	Daño en los terminales del cambiador de taps.	Bajo	12.5	0.7	8.75	Tolerable	Tolerable
3B2	Cortocircuitos en los arrollamientos del devanado.	Bajo	6.25	0.7	4.375	Aceptable	Aceptable
3B3	Circuitos abiertos en los arrollamientos del devanado.	Bajo	6.25	0.4	2.5	Aceptable	Aceptable
3C1	Desperfecto en la conexión neutro tierra.	Bajo	12.5	0.2	2.5	Tolerable	Aceptable
4A1	Irregularidad en el Factor de potencia.	Bajo	12.5	0.3	0	Aceptable	Aceptable
4A2	Falla eléctrica en devanados (factores eléctricos).	Alto	25	0.2	5	Inaceptable	Aceptable
4A3	Falla eléctrica en devanados (factores térmicos).	Alto	25	0.2	5	Inaceptable	Aceptable
4A4	Falla eléctrica en devanados (factores mecánicos).	Alto	25	0.2	5	Inaceptable	Aceptable
4A5	Falla en bushings.	Medio	25	0.3	7.5	Inaceptable	Tolerable
4A6	Falla en dispositivos de protección y monitoreo eléctrico.	Alto	56.25	0.2	11.25	Inaceptable	Tolerable
4A7	Falla en dispositivos de protección y monitoreo mecánico.	Alto	37.5	0.2	7.5	Inaceptable	Tolerable
4A8	Desperfecto en los TC's.	Bajo	12.5	0.3	3.75	Tolerable	Aceptable
4A9	Falla en el banco terciario.	Medio	6.25	0.2	1.25	Aceptable	Aceptable

Un programa de mantenimiento se lo realiza en base a planilla de decisión, que integran todas las posibles causas de los modos de falla y las acciones a tomarse para cada uno de estos, tanto para funciones principales como secundarias del equipo. (C. Parra – A. Crespo

Año 2012)

En las planillas de decisión las tareas se encuentran ligadas a cada posible causa de modo de falla, además de implementar una descripción del impacto de las consecuencias, así como el tipo de tarea a realizarse.

El modelo de una planilla de decisión es dictaminado por los administradores de las subestaciones. En el caso de la implementación de una planilla de decisión, es imprescindible seguir con el diagrama lógico del RCM, con la finalidad de maximizar las bondades que el método tiene.

Éstas, son desarrolladas tomando como referencia las rutinas propuestas por los diferentes fabricantes de los transformadores.

Para el análisis que se soporta en este capítulo, se relegará una planilla de decisiones y se variará la manera de seleccionar las tareas, basándonos principalmente en los resultados de las acciones de monitoreo.

4.6 Tareas de Mantenimiento Basadas en los Resultados del Monitoreo

Para hacer más práctico el uso de una técnica tan complicada de implementar, es necesario, realizar un análisis adicional en el que se toma en cuenta la etapa de monitoreo para todos los activos del equipo, y así llegar a determinar las acciones a tomarse, considerando su frecuencia en base al resultado del monitoreo y a la zona de la curva de vida en la que se encuentre el transformador.

A cada sistema definido anteriormente, le corresponde, de acuerdo a las funciones que realiza, ciertas acciones de monitoreo, para así tener información sobre su estado, por ende, en qué sector de la curva de falla es más probable que se encuentre y qué acciones tomarse para mantener al activo en ese estado o llevar al activo a uno que implique menor riesgo de fallas.

Enmarcando las tareas en uno de los tipos en las que se han clasificado, es decir predictivas, preventivas y correctivas, se puede decir que las acciones de monitoreo, que en suma son inspección y realización de pruebas en el equipo, estarán dentro del grupo de tareas predictivas, ya que lo que hacen es entregar información que predice o anuncia la presencia de desperfectos en algún activo del equipo.

En el caso de las tareas preventivas, serán las acciones que se tome para prevenir que el activo falle, es decir, son las actividades que se realizarán periódicamente, o cuando las acciones de monitoreo entreguen resultados que no se ajusten a un estado de funcionamiento normal del equipo.

Estas tareas se realizan con el objeto de mantener la condición de una permanencia en la zona uniforme de la curva de falla.

Puede definirse una serie de acciones para modificar dicha curva, en el sentido de prolongar la zona estable o la zona de operación normal, siempre considerando la vida útil del equipo.

Las tareas de mantenimiento correctivo, estarán ligadas a la zona de envejecimiento acelerado de la curva de falla. El objetivo es acortar el tiempo de esta zona, alargando la zona de operación normal, en base a las acciones predictivas y preventivas anteriormente descritas. Las tareas de mantenimiento correctivo, consisten como se determinó en capítulos anteriores, en realizar una acción ya sea de mantenimiento mayor o de reemplazo de activos, una vez que el equipo falle. (C. Parra – A. Crespo Año 2012)

4.6.1 Tareas Predictivas (Acciones de Monitoreo)

Para el análisis de las tareas preventivas, se desarrollará las acciones de monitoreo, clasificando los activos de acuerdo a los sistemas antes descritos y en base a las funciones que cada uno de ellos cumplen.

Las acciones de monitoreo, constan de inspecciones de rutina, a más de pruebas a realizarse para obtener información del estado de los sistemas o de los activos.

Dicho análisis se encuentra descrito en las siguientes tablas:

Tabla 23 Acciones del Monitoreo
Fuente: C. Parra – A. Crespo Año 2012 DELAPAZ Año 2016
Elaborado por: Autor

SISTEMA	ACTIVO	FUNCIONES PRINCIPALES	MONITOREO
Sistema de Aislamiento.	<ul style="list-style-type: none"> • Aceite • Papel aislante • Bushings • Aisladores de porcelana, tales como manguitos, descargadores, aisladores de soporte, etc 	<ul style="list-style-type: none"> • Disipar el calor. • Aislar cada uno de los bobinados y conductores externos e internos Eliminar pequeños arcos eléctricos • Soportar la máxima temperatura en el punto más caliente de los devanados. • Mantener en buen estado las propiedades mecánicas y dieléctricas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Medir resistencia de aislamiento. Realizar pruebas de laboratorio del aceite (FQ, Cromatografía). Realizar pruebas de rigidez dieléctrica del aceite. • Factor de potencia, pérdidas y capacitancia en los bushings. Prueba de Humedad Residual.
Sistema de Refrigeración.	<ul style="list-style-type: none"> • Relé térmico para temperatura de aceite o bobinados. • Indicador de flujo de aceite. Radiadores. • Ventiladores. • Bombas de aceite. Tanque de expansión. 	<ul style="list-style-type: none"> • Detecta e indica la máxima temperatura del aceite y de los bobinados. • Disipar el calor. • Mejorar tasa de transferencia de calor entre transformador y aceite. • Mantener un flujo constante de aceite. • Detecta e indica la máxima temperatura del aceite y de los bobinados. • Mantener flujo de aire constante. Liberar de oxidación y contaminación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Verificar nivel de aceite en tanque de expansión. • Verificar funcionamiento de ventiladores. • Verificar funcionamiento de bombas. • Verificar rodamientos. • Medir aislamiento de motores de ventiladores y bombas. • Chequear circuitos de alimentación a motores de ventiladores y bombas. • Verificar temperatura de aceite y devanados.
Sistema de la Parte Activa	<ul style="list-style-type: none"> • Devanados • Núcleo 	<ul style="list-style-type: none"> • Acoplar flujo magnético entre los devanados. • Evita la presencia de flujos capacitivos. • Sostener los bobinados. Crear flujo electromagnético. Resistir cargas estáticas permanentes y sobretensiones transitorias. 	<ul style="list-style-type: none"> • Prueba de relación de transformación TTR. • Prueba de resistencia óhmica a devanados de alta y baja tensión. Prueba de factor de potencia, pérdidas y capacitancia en el aislamiento. • Medición de la corriente de excitación. • Termografía.

SISTEMA	ACTIVO	FUNCIONES PRINCIPALES	MONITOREO
Sistema de Protección y Monitoreo	<ul style="list-style-type: none"> • Relé Bucholtz • Dispositivo de alivio de presión Indicador del nivel de aceite Monitor de temperatura Secador de aire • Relé diferencial • Relé de sobrecarga y de falla de puesta a tierra. • Relé de aumento brusco de presión • Relé de sobrecorriente • Pararrayos • Indicador de cuadrante de nivel de aceite. 	<ul style="list-style-type: none"> • Proteger al transformador de cortocircuitos internos y externos. Detectan fallas en todo el sistema eléctrico por sobrecarga. • Detecta aumento brusco de presión en el tanque del transformador debido a la generación de gases causadas por una falla. • Desenergizar el transformador en caso de cortocircuitos internos Aliviar rápidamente la sobrepresión interna en caso de falla severa Monitorear el nivel de aceite Monitoreo de la temperatura. Operación del sistema de enfriamiento. • Proteger entrada de humedad 	<ul style="list-style-type: none"> • Medir desplazamiento angular de esferas de relé de gases por arranque de bombas • Verificar operación de disparo por operación de relé bucholz Registrar coloración de silicagel • Verificar funcionamiento correcto de alarmas y disparos de los esquemas de protecciones eléctricas • Pruebas funcionales de protecciones mecánicas. • Pruebas funcionales de protecciones eléctricas. • Prueba de tiempo de cierre y apertura, pruebas funcionales en seccionadores.
Sistema de Regulación de Voltaje	<ul style="list-style-type: none"> • Conmutador de Tensiones bajo carga (OLTC). • Conmutador de Tensiones bajo carga (DLTC). 	<ul style="list-style-type: none"> • Regular la tensión en carga. • Regular la tensión sin carga. 	<ul style="list-style-type: none"> • Probar funcionamiento del conmutador de derivaciones bajo carga (OLTC) • Probar funcionamiento del conmutador de derivaciones sin carga (DLTC) • Revisar la unidad de filtrado del OLTC. • Inspección y limpieza del Disruptor del OLTC • Probar funcionamiento de mando motor y mecanismo del OLTC Revisar número de operaciones del equipo.
Sistemas de soporte, cableado y terminales	<ul style="list-style-type: none"> • Tanque y tuberías. Estructura Central. Estructuras de Contactos. • Panel de Control. • Caja de Terminales de Protecciones. • Cableado. 	<ul style="list-style-type: none"> • Contención y circulación de aceite aislante. • Hermeticidad. • Evitar contacto del aceite aislante con partículas extrañas. Compensación de variaciones de volumen de aceite. • Prevenir el deterioro del aceite. Prevenir el deterioro del papel del aislamiento. • Soporte interno del núcleo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Verificar fugas de aceite • Verificar existencia de vibraciones Revisar estado de la pintura Revisar coloración de silica gel. Probar hermetización de gabinetes de control. • Revisar estado de terminales y cableado en general (incluye bulones de conexión).

Para cada uno de los sistemas del equipo, se definió los activos que integran dichos sistemas, las funciones principales de cada sistema (funciones principales de cada activo) y las acciones de monitoreo o tareas de mantenimiento predictivas que se deben implementar en el programa de mantenimiento.

Al contar con la información de los activos que son críticos para cada sistema y las acciones de mantenimiento predictivo a realizarse (monitoreo), puede ahora realizarse un análisis de las tareas de mantenimiento preventivo que debe realizarse en base a los dos ítems antes mencionados. (C. Parra – A. Crespo Año 2012)

4.6.2 Tareas Preventivas

Estas tareas básicamente se las diferenciará en dos grupos. Las tareas preventivas programadas, que son aquellas que están definidas de antemano y son programadas en base a dictámenes de los fabricantes o a su vez de cánones de la empresa. Las tareas preventivas no programadas, surgen principalmente como resultado de las acciones de monitoreo, eventualmente, como consecuencia de resultados que presentan posibilidad de falla en los activos.

En las tablas posteriores, se relaciona cada acción de monitoreo, con un conjunto de tareas preventivas, que se basan en los resultados de pruebas e inspecciones.

Tabla 24 Acciones Preventivas en Base del Monitoreo
Fuente: C. Parra – A. Crespo Año 2012 DELAPAZ Año 2016
Elaborado por: Autor

ACCIONES PREDICTIVAS (MONITOREO)		ACCIÓN PREVENTIVA	RESULTADO DE LA ACCIÓN PREVENTIVA
Medir resistencia de aislamiento.	SN	Realizar seguimiento en 6 meses.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	D	Realizar un seguimiento en 3 meses. Realizar un análisis de tendencias. Contrastar con otras pruebas.	Mantiene un seguimiento enfocado a verificar los resultados obtenidos.
	PF	Realizar un análisis de tendencias. Contrastar con otras pruebas. En extremo, mantenimiento de los devanados y núcleo.	Descarta el múltiple aterrizamiento del núcleo. Devuelve las bondades dieléctricas del aislamiento sólido.
Realizar pruebas de laboratorio del aceite (Físico, Químico).	SN	Realizar seguimiento en 1 año.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	D	Realizar seguimiento en 3 meses. Considerar pruebas cromatográficas.	Mantiene un seguimiento enfocado a verificar los resultados obtenidos.
	PF	Realizar contraste con valores históricos. Tratamiento de aislante líquido.	Recupera las propiedades dieléctricas del fluido.
Realizar pruebas de rigidez dieléctrica del aceite.	SN	Realizar seguimiento en 1 año.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	D	Realizar seguimiento en 3 meses. Considerar pruebas Físico y Químico. Considerar pruebas cromatográficas.	Mantiene un seguimiento enfocado a verificar los resultados obtenidos.
	PF	De existir, drenado de agua libre. Tratamiento del aceite.	Recupera las propiedades dieléctricas del fluido.
Factor de potencia, pérdidas y capacitancia en los bushings	SN	Realizar seguimiento en 6 meses.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	D	Realizar seguimiento en 3 meses. Contrastar con otras pruebas. Verificar tendencias. Realizar termografías.	Combina resultados de diferentes pruebas y análisis para detectar posibles daños en los aislamientos líquido y sólido
	PF	Contrastar con otras pruebas. Verificar tendencias. Realizar termografías. Reemplazo del bushing.	Verifica si el aislamiento del bushing s encuentra en mal estado y si existen cortocircuitos entre las capas de aisladores que lo conforman. Un reemplazo es inherente a un desperfecto evidente.

SN: Sin novedad, es decir, que los resultados de la prueba o inspección se encuentran dentro de los límites permisibles.
D: Dudoso, es decir que los resultados de las pruebas se acercan peligrosamente a los límites o en su defecto, el resultado de la prueba carece de soporte o es inconsistente.
PF: Posible falla, es decir, que el resultado de la prueba está fuera de los límites, alta probabilidad

ACCIONES PREDICTIVAS (MONITOREO)		ACCIÓN PREVENTIVA	RESULTADO DE LA ACCIÓN PREVENTIVA
Prueba de Humedad Residual.	SN	Realizar seguimiento anual.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	D	Realizar seguimiento en 3 meses. Contrastar con cromatografía.	Mantiene un seguimiento enfocado a verificar los resultados obtenidos. Descarta otro tipo de problemas
	PF	Sustitución o reacondicionamiento del aceite. Verificar contenido de humedad en papel.	Recupera las propiedades dieléctricas del fluido.
Realizar pruebas cromatográficas.	SN	Realizar seguimiento en 1 año.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	D	Contrastar con análisis de tasa de crecimiento de gases. Contrastar con pruebas Físico Químico. Realizar seguimiento en 6 meses.	Mantiene un seguimiento enfocado a verificar los resultados obtenidos. Descarta otro tipo de problemas
	PF	Contrastar con análisis de tendencias. Cambio o tratamiento del aceite.	Recupera las propiedades dieléctricas del fluido.
Pruebas funcionales de protecciones mecánicas.	SN	Verificar y realizar recalibración cada 2 años.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	PF	Recalibrar inmediatamente.	Operación vuelve a la normalidad.
Pruebas funcionales de protecciones eléctricas.	SN	Verificar y realizar recalibración cada 2 años.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	PF	Recalibrar inmediatamente.	Operación vuelve a la normalidad.
Prueba de tiempo de cierre y apertura, pruebas funcionales en seccionadores.	SN	Verificar y realizar recalibración cada 2 años.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	PF	Recalibrar inmediatamente.	Operación vuelve a la normalidad.
Verificar operación o alarma por acción del relé Buchholz.	SN	Verificar diariamente.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	PF	Realizar cromatografía de gases. Localizar la disfunción y repararla.	Recupera las propiedades dieléctricas del fluido. Verifica presencia de gases.
Registrar coloración de silicagel.	SN	Realizar seguimiento cada 6 meses.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	PF	Si es rosado 2/3 del total, secarla o reemplazarla. Si la parte superior es rosa, detectar y reparar la pérdida que lo provocó.	Recupera las propiedades del silica gel.

SN: Sin novedad, es decir, que los resultados de la prueba o inspección se encuentran dentro de los límites permisibles.

D: Dudoso, es decir que los resultados de las pruebas se acercan peligrosamente a los límites o en su defecto, el resultado de la prueba carece de soporte o es inconsistente.

PF: Posible falla, es decir, que el resultado de la prueba está fuera de los límites, alta probabilidad

ACCIONES PREDICTIVAS (MONITOREO)		ACCIÓN PREVENTIVA	RESULTADO DE LA ACCIÓN PREVENTIVA
Verificar funcionamiento correcto de alarmas y disparos de los esquemas de protecciones eléctricas.	SN	Verificar cada 2 años.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	PF	Inspeccionar y reemplaza los dispositivos de protección, comunicación, borneras, contactos y accesorios en mal estado. Reajuste de conexionado de puesta a tierra. Verificar hermeticidad y calefacción de los gabinetes. Apretar conexiones de cables de control.	Recupera la fiabilidad de los dispositivos de control y esquemas de protección.
Verificar nivel de aceite en tanque de expansión.	SN	Verificar detalladamente cada 2 años.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	PF	Comparar con la curva nivel-temperatura. Ajustar el nivel de aceite.	Recupera el nivel adecuado de aceite en el tanque.
Verificar funcionamiento de ventiladores.	SN	Verificar detalladamente cada semestre.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	PF	Limpieza de las aletas de los ventiladores. Revisión de motores asociados.	Recupera la función de refrigeración de los ventiladores y disminuye pérdidas de energía.
Verificar funcionamiento de bombas.	SN	Verificar detalladamente cada semestre.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	PF	Limpia y verificar estado de bombas. Revisión de motores asociados.	Recupera la función de refrigeración de las bombas y disminuye pérdidas de energía.
Verificar rodamientos.	SN	Verificar cada 30000 horas de uso.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	PF	Cambiar rodamientos.	
Medir aislamiento de motores de ventiladores y bombas.	SN	Realizar seguimiento cada 2 años.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	D	Verificar temperatura en la carcasa. Limpiar el interior de los motores. Realizar termografía.	Mantiene un seguimiento enfocado a verificar los resultados obtenidos. Descarta otro tipo de problemas
	PF	Realizar termografía. Balancear las cargas y secar el motor de los ventiladores.	Recupera la función de refrigeración de los ventiladores y bombas y disminuye pérdidas de energía.

SN: Sin novedad, es decir, que los resultados de la prueba o inspección se encuentran dentro de los límites permisibles.

D: Dudoso, es decir que los resultados de las pruebas se acercan peligrosamente a los límites o en su defecto, el resultado de la prueba carece de soporte o es inconsistente.

PF: Posible falla, es decir, que el resultado de la prueba está fuera de los límites, alta probabilidad

ACCIONES PREDICTIVAS (MONITOREO)		ACCIÓN PREVENTIVA	RESULTADO DE LA ACCIÓN PREVENTIVA
Chequear circuitos de alimentación a motores de ventiladores y bombas.	SN	Verificar detalladamente cada semestre.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	PF	Reajuste o reposición de borneras y elementos internos; limpieza interior del gabinete del transformador.	Evita puntos calientes y probables descargas. Evita corrosión del material del gabinete.
Verificar temperatura de aceite y devanados.	SN	Registrar temperatura máxima de los 3 devanados, aceite y la temperatura ambiental, diariamente.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	PF	Verificar que la temperatura observada corresponda a la corriente o potencia registrada. Realizar pruebas eléctricas, FQ, termografías.	Tener una visión clara de lo que sucede en el aislamiento.
Prueba de relación de transformación TTR.	SN	Realizar seguimiento en 6 meses.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	D	Realizar seguimiento en 3 meses. Verificar precisión de equipo de prueba. Verificar operación de conmutadores.	Mantiene un seguimiento enfocado a verificar los resultados obtenidos. Descarta otro tipo de problemas
	PF	Realizar mantenimiento de los arrollamientos del núcleo. Realizar mantenimiento en el cambiador de tap's.	Reduce el factor de error en la relación de transformación, a más de controlar fugas a tierra en el núcleo y bobinas circuitadas.
Prueba de resistencia óhmica a devanados de alta y baja tensión.	SN	Realizar seguimiento en 6 meses.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	D	Realizar seguimiento en 3 meses. Verificar puntos calientes.	Mantiene un seguimiento enfocado a verificar los resultados obtenidos. Descarta otro tipo de problemas
	PF	Realizar termografía. Verificar valor de resistencia de contactos de LTC's. Reajustar conexiones flojas.	Recupera la temperatura normal de los puntos calientes producidos por conexiones en mal estado. Verifica fugas en el núcleo.

SN: Sin novedad, es decir, que los resultados de la prueba o inspección se encuentran dentro de los límites permisibles.

D: Dudoso, es decir que los resultados de las pruebas se acercan peligrosamente a los límites o en su defecto, el resultado de la prueba carece de soporte o es inconsistente.

PF: Posible falla, es decir, que el resultado de la prueba está fuera de los límites, alta probabilidad

ACCIONES PREDICTIVAS (MONITOREO)		ACCIÓN PREVENTIVA	RESULTADO DE LA ACCIÓN PREVENTIVA
Prueba de factor de potencia, pérdidas y capacitancia en el aislamiento.	SN	Realizar seguimiento en 6 meses.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	D	Realizar seguimiento en 3 meses. Contrastar con otras pruebas. Verificar tendencias. Realizar termografías.	Mantiene un seguimiento enfocado a verificar los resultados obtenidos. Descarta otro tipo de problemas
	PF	Contrastar con otras pruebas. Verificar tendencia. Realizar termografías. Tratamiento del aceite y de la celulosa.	Descarta problemas en aislamiento. Recupera bondades dieléctricas del aceite y celulosa.
Medición de la corriente de excitación.	SN	Realizar seguimiento en 6 meses.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	D	Realizar seguimiento en 3 meses. Contrastar con otras pruebas, principalmente SFRA.	Mantiene un seguimiento enfocado a verificar los resultados obtenidos. Descarta otro tipo de problemas
	PF	Contrastar con otras pruebas, principalmente SFRA. Mantenimiento aislamiento del núcleo.	Descarta problemas en aislamiento. Verifica fugas del núcleo.
Termografía.	SN	Realizar seguimiento en 6 meses.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	D	Realizar seguimiento en 2 meses.	Mantiene un seguimiento enfocado a verificar los resultados obtenidos. Descarta otro tipo de problemas
	PF	Verificar la causa del punto caliente. Reajuste o reposición de grapas y reajuste de juntas y conexiones flojas. Contrastar con pruebas eléctricas y FQ.	Repone puntos calientes por mal estado de juntas. Ayuda a verificar la existencia de otros problemas.
Análisis de Respuesta de frecuencia	SN	Realizar seguimiento en 6 meses.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	D	Realizar seguimiento en 3 meses. Contrastar con pruebas eléctricas.	Mantiene un seguimiento enfocado a verificar los resultados obtenidos. Descarta otro tipo de problemas.
	PF	Contrastar con pruebas eléctricas. Realizar acciones en el núcleo y devanados.	Verifica y repara movimientos en el núcleo.

SN: Sin novedad, es decir, que los resultados de la prueba o inspección se encuentran dentro de los límites permisibles.

D: Dudoso, es decir que los resultados de las pruebas se acercan peligrosamente a los límites o en su defecto, el resultado de la prueba carece de soporte o es inconsistente.

PF: Posible falla, es decir, que el resultado de la prueba está fuera de los límites, alta probabilidad

ACCIONES PREDICTIVAS (MONITOREO)		ACCIÓN PREVENTIVA	RESULTADO DE LA ACCIÓN PREVENTIVA
Probar funcionamiento del conmutador de derivaciones bajo carga (OLTC).	SN	Revisar cada 6 meses.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	PF	Realizar un ajuste de conjunto. Reemplazar las partes en las que se denote desgaste excesivo.	Recuperar el funcionamiento óptimo del activo.
Probar funcionamiento del conmutador de derivaciones sin carga (DLTC)	SN	Revisar cada 6 meses.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	PF	Realizar un ajuste de conjunto. Reemplazar las partes en las que se denote desgaste excesivo.	Recuperar el funcionamiento óptimo del activo.
Revisar la unidad de filtrado del OLTC.	SN	Revisar cada 6 meses.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	PF	Realizar un ajuste de conjunto. Reemplazar las partes en las que se denote desgaste excesivo.	Recuperar el funcionamiento óptimo del activo.
Inspección y limpieza del Disruptor del OLTC	SN	Revisar cada 6 meses.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	PF	Realizar un ajuste de conjunto. Reemplazar las partes en las que se denote desgaste excesivo.	Recuperar el funcionamiento óptimo del activo.
Probar funcionamiento de mando motor y mecanismo del OLTC.	SN	Revisar cada 6 meses.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	PF	Realizar un ajuste de conjunto. Reemplazar las partes en las que se denote desgaste excesivo.	Recuperar el funcionamiento óptimo del activo.
Revisar número de operaciones del equipo.		Realizar la revisión diaria del número de operaciones del equipo. Revisar el conjunto de contactos tanto fijos como móviles. Realizar termografía. Revisar nivel del aceite. Realizar pruebas en el aceite.	Verificar si existen anomalías en el funcionamiento del equipo. Descartar cualquier tipo de problema interno mediante las pruebas. Corregir si es necesario.

SN: Sin novedad, es decir, que los resultados de la prueba o inspección se encuentran dentro de los límites permisibles.

D: Dudoso, es decir que los resultados de las pruebas se acercan peligrosamente a los límites o en su defecto, el resultado de la prueba carece de soporte o es inconsistente.

PF: Posible falla, es decir, que el resultado de la prueba está fuera de los límites, alta probabilidad

ACCIONES PREDICTIVAS (MONITOREO)		ACCIÓN PREVENTIVA	RESULTADO DE LA ACCIÓN PREVENTIVA
Verificar fugas de aceite		Corregir elementos deteriorados de la infraestructura asociada al transformador externo como ductos de aceite, área de contención de agua y aceite derramado, tubería de drenaje hacia el sistema de aguas aceitosas.	Evita fugas peligrosas de aceite que son de riesgo para el equipo y para el personal.
Verificar existencia de vibraciones	SN	Revisar cada año.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	PF	Realizar pruebas eléctricas para verificar causas de las vibraciones. Ajuste de la parte activa del transformador.	Evita vibraciones excesivas que pueden causar una falla directa en el núcleo.
Revisar estado de la pintura		Remover óxido y volver a pintar las partes que estén afectadas. Revisión periódica semanal.	Evitar que se pierda la pintura y pueda dejar expuesto al transformador a impurezas ambientales.
Probar funcionamiento y hermetización de gabinetes de control.		Limpiar contactos y borneras. Verificar hermeticidad. Apretar conexiones de cables de control. Efectuar pruebas funcionales de todos los circuitos de protección. Revisión periódica trimestral. Termografía anual.	Evitar puntos calientes y fugas.
Monitoreo de pararrayos.	SN	Realizar monitoreo cada 6 meses, dependiendo del número de descargas registradas.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	PF	Inspección visual. Pruebas eléctricas como factor de potencia, pérdidas y capacitancia en el pararrayos.	Evita un desperfecto en el funcionamiento de los pararrayos que pueda implicar la salida del equipo.
Revisar estado de terminales y cableado en general (incluye bulones de conexión).		Limpiar contactos y borneras. Verificar hermeticidad. Apretar conexiones de cables de control. Revisión periódica trimestral. Termografía anual o cuando denote existencia de puntos calientes	Evitar fugas de energía y puntos calientes.
Monitoreo de TC's.	SN	Realizar monitoreo cada 6 meses, dependiendo del número de descargas registradas.	Mantiene un seguimiento periódico efectivo.
	PF	Registrar corriente de saturación. Realizar Termografía.	Evita una falla en el funcionamiento de los TC's que implique error en las lecturas del sistema de protección.

Donde:

SN: Sin novedad, es decir, que los resultados de la prueba o inspección se encuentran dentro de los límites permisibles.

D: Dudoso, es decir que los resultados de las pruebas se acercan peligrosamente a los límites o en su defecto, el resultado de la prueba carece de soporte o es inconsistente.

PF: Posible falla, es decir, que el resultado de la prueba está fuera de los límites, alta probabilidad de falla.

Las tablas anteriores muestran las acciones de monitoreo y las acciones preventivas en general para las funciones principales del transformador, en el contexto de un programa de mantenimiento práctico.

Es importante contrastar los resultados de monitoreo anteriores (históricos), de manera que, al implantar un programa de mantenimiento, se de preferencia a los elementos cuyas posibles fallas se asocien con un alto grado de riesgo.

Además, es preponderante utilizar la información de los activos críticos, en el sentido de tratar de jerarquizar los niveles de selección de las tareas de mantenimiento.

CAPITULO V

5. Análisis Técnico - Económico

5.1 Determinación De Costo De Mantenimiento

El impacto económico en la empresa DELAPAZ, principalmente se medirá en la tarea de mantenimiento que requieran salidas de los transformadores de potencia en cuestión, debido a lo que presenta este tipo de acciones en la producción de la empresa.

Tomando en cuenta que dichas acciones, se tornan cada vez más frecuentes en la parte de la curva de la vida del transformador de potencia que presenta la vejez del equipo, se realizara el impacto económico al comparar la curva de vida del transformador de potencia con la curva del costo total del mismo.

Para cada uno de los resultados de las acciones de monitoreo, se tiene una acción de revisión y mantenimiento, para el caso del análisis, se tomará en cuenta las acciones que modifiquen la curva, es decir, las tareas de mantenimiento que se realizan con el fin de recuperar ciertas características perdidas, ya sea en aislamiento, juntas, etc., debido al paso del tiempo o a problemas generales.

El siguiente cuadro muestra las acciones de monitoreo y las acciones de mantenimiento para prevenir una falla mayor, que además son acciones que tienen la finalidad de extender la zona de condición normal de la curva de vida de un transformador de potencia.

Tabla 25 Acciones Predictivas y Acciones Preventivas
Fuente: M. Milasch Año 1998
Elaborado por: Autor

ACCIONES PREDICTIVAS (MONITOREO)	ACCIONES PREVENTIVAS
Pruebas funcionales de protecciones mecánicas.	Recalibrar inmediatamente.
Pruebas funcionales de protecciones eléctricas.	Recalibrar inmediatamente.
Verificar operación y alarma por acción del relé Buchholz.	Localizar la disfunción y repararla.
Registrar coloración de silicagel.	Si es $\frac{2}{3}$ del total, secarla o reemplazarla. Si la parte superior es rosada, detectar y reparar la pérdida que lo provocó.
Verificar funcionamiento correcto de alarmas y disparos de los esquemas de protecciones eléctricas.	Reemplazar los dispositivos de protección, comunicación, borneras, contactos y accesorios en mal estado. Reajuste de conexionado de puesta a tierra. Apretar conexiones de cables de control.
Verificar nivel de aceite en tanque de expansión.	Ajustar el nivel de aceite.
Verificar funcionamiento de ventiladores.	Limpieza de las aletas de los ventiladores.
Verificar funcionamiento de bombas.	Limpiar y verificar estados de las bombas.
Verificar rodamientos ventiladores y bombas.	Cambio de rodamientos.
Medir aislamiento de motores de ventiladores y bombas.	Limpiar el interior de los motores. Balancear las cargas y sacar el motor de los ventiladores.
Chequear circuitos de alimentación a motores de ventiladores y bombas.	Reajuste o reposición de borneras y elementos internos, limpieza del gabinete del transformador.
Probar el funcionamiento del conmutador de derivación bajo carga (OLTC).	Realizar un ajuste a las partes móviles. Reemplazar las partes en las que se note desgaste excesivo.
Probar el funcionamiento del conmutador de derivación sin carga (DLTC).	Realizar un ajuste en las partes móviles. Reemplazar las partes en las que note desgaste excesivo.
Probar el funcionamiento de mando motor y mecanismos del OLTC.	Realizar un ajuste en las partes móviles. Reemplazar las partes en las que note desgaste excesivo.
Verificar fugas de aceite.	Corregir elementos deteriorados en el transformador de potencia como ductos de aceites, tuberías de drenaje, empaques de la cuba y unión con el tanque de expansión.
Verificar existencia de vibraciones.	Ajuste de la parte activa del transformador de potencia.
Monitoreo de pararrayos.	Reemplazo de pararrayos.

ACCIONES PREDICTIVAS (MONITOREO)	ACCIONES PREVENTIVAS
Prueba de factor de potencia, pérdida y capacitancia en el aislamiento.	Tratamiento del aceite y de la celulosa.
Medir factor de potencia, pérdida y capacitancia en los bushings.	Reemplazo del bushing.
Prueba de resistencia óhmica a devanados de alta y media tensión.	Verificar valor de resistencia de contactos de OLTC. Reajustar conexiones flojas.
Pruebas de relación de transformación TTR.	Realizar mantenimiento de los arrollamientos del núcleo. Realizar mantenimiento del núcleo.
Medición de corriente de excitación.	Mantenimiento aislamiento del núcleo.
Medición de reactancia de dispersión.	Mantenimiento del estado del arrollamiento.
Medir resistencia de aislamiento.	Mantenimiento de los devanados y núcleos.
Termografía	Reajuste o reposición de grapas y reajuste de juntas y conexiones flojas.
Análisis de SFRA	Realizar acciones en el núcleo y devanado.
Prueba de humedad.	Reacondicionamiento del papel.
Realizar pruebas cromatografías de gases.	Reacondicionamientos o sustitución del aceite.
Realizar pruebas de rigidez dieléctrico del aceite.	De existir exceso ppm de agua se realizará un tratamiento del aceite.

Nótese que las acciones más importantes, encierran un tratamiento del aceite aislante del transformador, ya sea en caso de reacondicionamiento, regeneración o en un extremo, un cambio del aceite.

En la empresa se planteará la filosofía del mínimo costo de tarea del mantenimiento, que radica en el cálculo de la función de costo de falla y la función de costo de mantenimiento cuya suma de funciones, representa la función de costo total.

La función para el costo total, se representa:

Ecuación 14 Funcion de Costo Total
Fuente: J. Lozano Año 2009
Realizado por: Autor

$$CT_{(t)} = CF_{(t)} + CM_{(t)}$$

Donde:

CT(t) = Función de Costo Total

CF(t) = Función de Costo de Falla

CM(t) = Función de Costo de Mantenimiento

Para tal efecto, se desarrollará un análisis mediante el uso de la función de distribución de Weibull, que es la función que más se ajusta al estudio realizado, y además permite analizar la comparación entre las diferentes etapas de la curva, en lo referido a vida del

transformador de potencia, para lo cual, se tomara periodos de mantenimiento multianual, debido al impacto que representan, por su efecto en el equipo.

Ya que no es factible realizar el análisis del modo generalizado, se tomará como base para el desarrollo, el estudio realizado en la aplicación del mantenimiento centrado en la confiabilidad para los transformadores de potencia de las subestaciones de la empresa DELAPAZ.

La función de distribución de Weibull, se presenta de la siguiente manera:

$$F_{(t)} = 1 - e^{-\left(\frac{t}{\theta}\right)^\beta}$$

Donde:

θ . Parámetro de escala que tiene influencia en la media y en la desviación, también conocido como “vida característica”, expresado en unidades de tiempo; si esta se incrementa, la confiabilidad también lo hace y la pendiente de la tasa de falla decrece.

β . Parámetros de envejecimiento.

Si $\beta < 1$ inicia mortalidad infantil.

$\beta = 1$ falla de distribución aleatoria.

$\beta > 1$ indica fallas debido a envejecimiento.

La función tasa de fallas viene dada por la expresión siguiente dado que esta es la probabilidad condicional de que ocurra una falla en el intervalo de tiempo comprendido entre t y $t + \Delta t$.

Utilizando los parámetros Weibull, y las ecuaciones anteriores descritas, se obtiene la siguiente función de la tasa de falla, permitiéndonos estimar el futuro comportamiento del transformador.

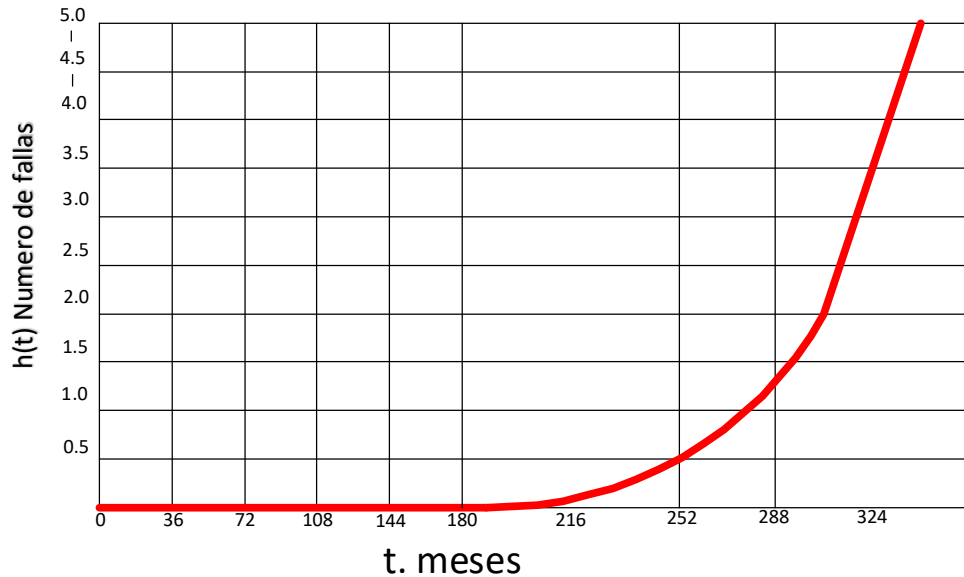


Figura 19 Curva Funcional Tasa de Fallas Respecto al Tiempo de Vida
Fuente: J. Lozano Año 2009
Realizado por: Autor

Al utilizar la función tasa de falla, se obtiene la frecuencia de fallas severas esperada en el equipo durante 25 años. Este aspecto es fundamental para hallar el costo de falla en función del tiempo, como se ilustra en la siguiente ecuación.

Ecuación 15 Costo de Falla en Función del Tiempo
Fuente: J. Lozano Año 2009
Realizado por: Autor

$$CF_{(t)} = CFS * h_{(t)}$$

Donde:

CF(t) Costo de falla en función del tiempo

CFS Costo de falla severa

h(t) Función tasa de fallas

El costo para una falla severa ya se lo establece determinando las consecuencias al recurso financiero de una falla interna del transformador de potencia, por lo tanto, el costo de una falla severa dado por los siguientes parámetros:

Tabla 26 Componentes de Costo de Fallas
Fuente: Distribuidora de electricidad Año 2016
Elaborado por: Autor

MODOS DE FALLAS MÁS CRÍTICO (FALLAS INTERNAS EN DEVANADOS)		
TIPOS DE COSTO	VALORES (USD \$us)	
Costo de mantenimiento Correctivo por materiales, herramientas, transporte, mano de obra	2% del costo del transformador (USD \$us)	
Costo de repuestos adicionales	15% -20% del costo del transformador (USD \$us)	
Estudio y análisis post falla	2% del costo del transformador (USD \$us)	
Costos por restricción a la red	Generación forzada debido a la contingencia	1% del costo del transformador (USD \$us)
	Generación forzada debido a mantenimiento correctivo	3% del costo del transformador (USD \$us)
	Costo por energía no suministrada	4% del costo del transformador (USD \$us)
Costos adicionales	1% del costo del transformador (USD \$us)	
Consecuencia total al recurso financiero	28% -33% del costo del transformador (USD \$us)	

Entonces el costo de falla severa será:

CFS = Oscila entre 23 y 30 % del costo del transformador (USD \$us)

La función costo de mantenimiento, implica el conocer el costo de mantenimiento en un periodo multianual. Para determinar dicha función, se hace uso de la siguiente ecuación:

Ecuación 16 Costo de Mantenimiento en Funcion del Tiempo
Fuente: J. Lozano Año 2009
Realizado por: Autor

$$CM_{(t)} = CMm * \frac{1}{Tp}$$

Donde:

CM(t) Costo del mantenimiento en función del tiempo.

CMm Costo medio del mantenimiento multianual.

Tp Periodo del mantenimiento multianual.

El costo del mantenimiento multianual medio se lo determino en base al costo por restricción del sistema, año a año durante la vida útil del transformador de potencia, reevaluados con la tasa de inflación (1,6% anual) llevados a valor presente con la tasa de descuento determinado por CNDC para transmisor (7,5%) y así obtener un valor promedio.

Tabla 27 Componentes de Costo de Mantenimiento
Fuente: Distribuidora de Electricidad 2016
Elaborado por: Autor

Descripción	Valor USD (\$us)
Valor Presente Total	80% del costo del transformador (USD \$us)
Anualidad	15% del costo del transformador (USD \$us)
Costo por mano de obra	1.5% del costo del transformador (USD \$us)
Costo por transporte	0.5% del costo del transformador (USD \$us)
Costo administrativos	1% del costo del transformador (USD \$us)
Costo total del mantenimiento multianual	18% del costo del transformador (USD \$us)
Costo promedio del mantenimiento multianual	36% del costo del transformador (USD \$us)

Entonces:

C_m multianual = 36% del costo total del transformador (USD \$us)

La suma de estas dos funciones determina una tercera curva denominada costo total, donde se analiza el impacto de las acciones de prevención para mejorarla.

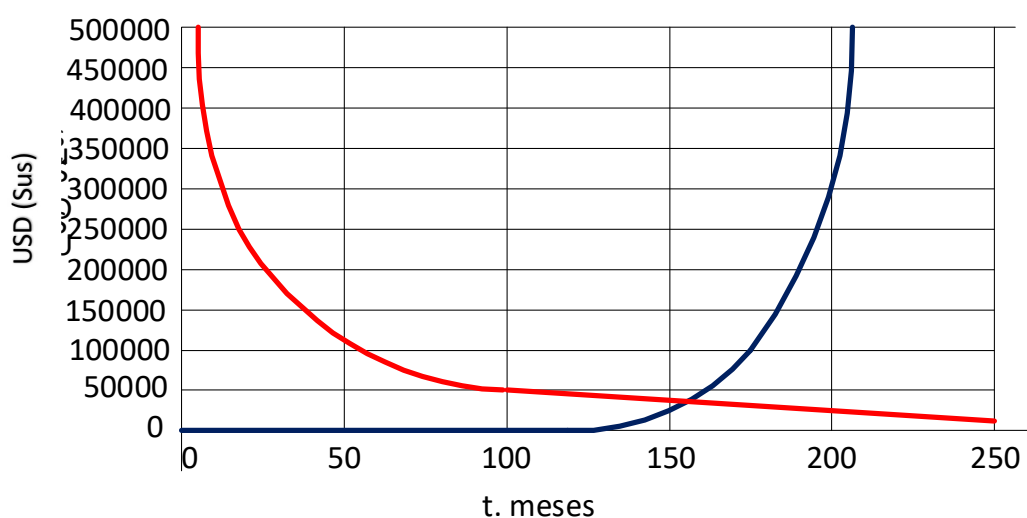


Figura 20 Curva de Costo de Mantenimiento y Costo de Fallas en USD(\$us) Vs. Tiempo
Fuente: E. Molina Año 2008
Realizado por: Autor

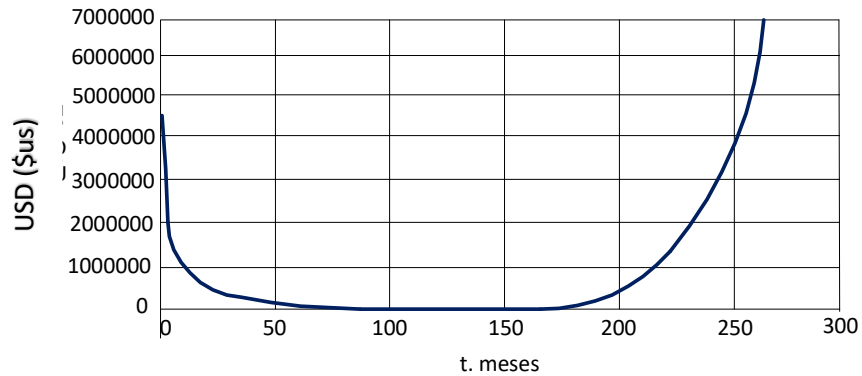


Figura 21 Curva Costo Total en USD(\$us) Vs. Tiempo

Fuente: E. Molina Año 2008

Realizado por: Autor

De la curva, tenemos que el mínimo, se encuentra a los 120 meses (10 Años) que la zona de operación normal se extiende hasta alrededor de los 200 meses (17 Años) y que es la etapa donde empieza un incremento elevado, donde se estaría entrando a la zona crítica, zona donde se basara el análisis.

El objetivo de este análisis, es obtener curvas paralelas con el fin de extender la zona de operación normal, mediante la realización de tareas de monitoreo y de mantenimiento mayor o un mantenimiento preventivo, y así, sin llegar a realizar una tarea de mantenimiento correctivo, poder evaluar el impacto de dicha acción sobre lo económico.

En la gráfica se observa la zona crítica ampliada y una familia de curvas a 6 meses, 1 año, 2 años y 3 años, que se espera obtener.

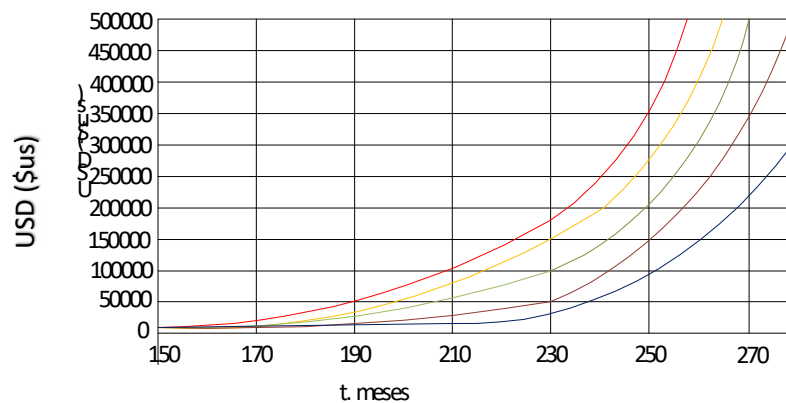


Figura 22 Familias de Curvas Total, Ampliando Zona de Envejecimiento en USD (\$) Vs. Tiempo

Fuente: E. Molina Año 2008

Realizado por: Autor

Nótese que cada curva extiende la zona de funcionamiento normal y por ende la curva empieza a incrementar su pendiente después del tiempo previsto, además los costos también se reducen si se compara un mismo periodo de tiempo.

Si en un punto de la curva se desplaza, fundamentalmente en la zona de envejecimiento se realiza una tarea de mantenimiento, la curva se desplazará, respecto al tiempo de vida del transformador de potencia, el número de meses luego del cual se prevé que se tome acciones del mismo tipo, luego se evaluará el impacto costo-beneficio de dicha acción de mantenimiento.

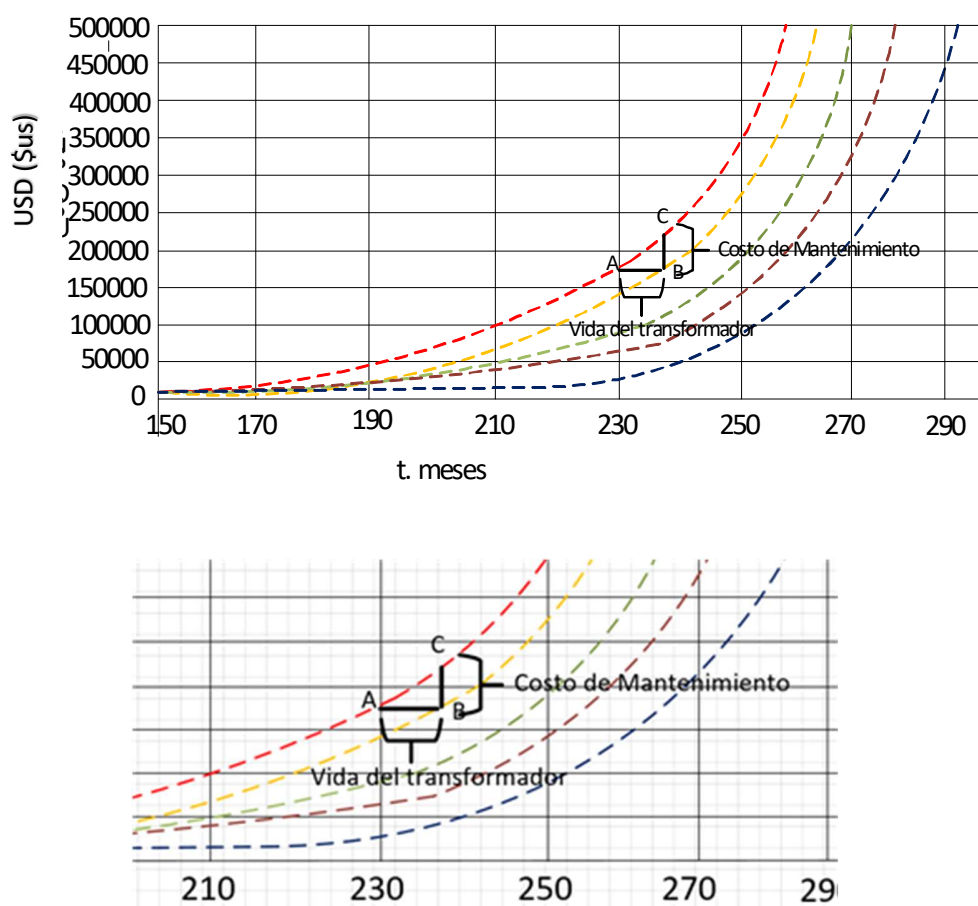


Figura 23 Familia de Curva de Costo Total, Ampliando Zona de Envejecimiento en USD (\$) Vs. Tiempo de Vida

Fuente: E. Molina Año 2008

Realizado por: Autor

En la gráfica anterior, se obtiene dos parámetros económicos que me permiten medir un

impacto costo-beneficio. En la curva de la vida del transformador, se debe tomar en cuenta cada momento y tomar decisiones que impliquen el realizar o no acciones de mantenimiento.

Para el análisis general se considera que se requiera realizar mantenimiento cuándo la vida del transformador se encuentre en el punto A.

Si realizamos la tarea de mantenimiento, la curva de vida del transformador y la curva de costo total, se desplazará. Entonces, el transformador se encontrará en la curva siguiente, y su funcionamiento estará regido en esta curva.

El tiempo que transcurre desde el punto A hasta el punto B, representa el tiempo en el que se prevé la acción tomada en el punto A, haya logrado su fin concreto y haya perdido efectividad.

En el tiempo que estamos en B, se debe analizar el impacto que se hubiera producido si en A no se hubiera realizado ninguna acción de mantenimiento y de ser así, la vida del transformador se encontraría en el punto C.

Donde el costo de mantenimiento no debe exceder el costo del servicio o costo de vida, que representa el impacto de alargar la vida del transformador, en el lapso de tiempo analizado.

Existen otros tipos de acciones en las que se diferenciara entre mantenimiento correctivo y mantenimiento correctivo programado, debe de compararse entre costo que implica esperar que el activo falle para ser remplazado o reemplazar el activo a ciertas condiciones definidas anteriormente. Se analizará las acciones de mantenimiento más importantes en el contexto de funcionalidad del equipo.

CAPÍTULO VI

6. Conclusiones y Recomendaciones

6.1 Conclusiones

En esta propuesta metodológica del RCM del estudio que se realizó en la empresa DELAPAZ, se toma como base los procedimientos para la implementación de una metodología del RCM, donde, se realiza una modificación en lo referente a la asignación de las acciones de mantenimiento, con el objeto de que la ejecución de dicha técnica sea orientada a la práctica e involucre un programa de monitoreo periódico que permite combinar de una manera óptima el mantenimiento predictivo con el mantenimiento preventivo, es decir, que incorpora la metodología de un diagnóstico a condición real.

A través del desarrollo y aplicación de técnicas de diagnóstico de la condición de los transformadores de potencia, se logra un incremento en la confiabilidad, del sistema como consecuencia de la reducción del índice de fallas y del incremento de la vida útil del equipo, reduciendo así los costos de mantenimiento al pasar de un mantenimiento periódico a un mantenimiento basado en condiciones reales, es decir, mediante la detección de degradaciones incipientes.

Un mantenimiento basado en un diagnóstico a condición real, provee de información sobre la condición operativa de los transformadores, creando así un historial de datos que me facilitan información necesaria para tomar acciones sobre cambios en las condiciones operativas del equipo (ajuste en la carga del transformador) y además para verificar el estado del sistema aislante. Asimismo, proporciona auxilio para la toma de decisiones, reduciendo el riesgo de fallas catastróficas y los costos asociados con ellas.

Mediante la implementación de técnicas tradicionales de mantenimiento, puede existir un sobre mantenimiento, que implica la realización de tareas de mantenimiento periódicas cuyo fundamento práctico no es valedero, por el contrario, si la toma de decisiones se basa en el diagnóstico a condiciones reales, se evitará las tareas innecesarias para el sustento de las condiciones operativas del equipo.

Por tal razón, se precisa realizar un plan de mantenimiento mediante un monitoreo

continuo de los parámetros más importantes del equipo.

La complejidad de la técnica de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) debido a la profundidad con la que se debe conocer y manejar cada sistema, es un impedimento para su aplicación en sistemas de transmisión de alto voltaje. Por tal razón, la determinación de los activos críticos de acuerdo con la normativa del RCM, sumado con una técnica de monitoreo del equipo, tienen un efecto más práctico ya que reúne la visión estadística del RCM, con la visión práctica del monitoreo, desplazando conjeturas y predicciones que no se ajustan a la realidad del estado del equipo.

La principal ventaja de tomar en cuenta el manejo de los activos mediante la técnica del RCM, sin lugar a dudas, es el análisis de criticidad de los mismos, ya que define los activos sobre los cuales se debe poner énfasis en el plan de mantenimiento.

Además, al realizar un análisis de criticidad como el realizado, se toma en cuenta al activo en su campo funcional para el sistema, a más de contrastar con otros impactos como económico, seguridad, ambiental, etc.

El diagnóstico de aceites es el que más información brinda al analista sobre el estado del equipo. El recojo de datos, es una herramienta eficiente que facilita el diagnóstico del líquido aislante, sin embargo, es necesario hacer uso de la pericia y la experiencia del analista para discernir entre los diferentes resultados posibles a fin de tomar decisiones correctas.

Económicamente, el resultado de realizar una acción de mantenimiento dependerá del impacto en la continuidad de servicio que represente cada acción, es imperioso analizar dichos resultados en contraste con la zona de la curva de vida en la que se encuentre el equipo. El período de ejecución de las tareas debe ser encaminado a minimizar el impacto económico que representa para la empresa, analizándola desde un punto de vista de confiabilidad, seguridad y eficiencia. Aspectos que se cumplen al realizar un mantenimiento basado en el monitoreo continuo en combinación con la técnica de mantenimiento basado en la confiabilidad.

A diferencia del plan de mantenimiento tradicional y del plan de mantenimiento sugerido por el fabricante, la frecuencia de mantenimiento de los equipos mediante el uso de esta

técnica, no se basa en conjeturas, ni suposiciones, ni expectativas, sino que se basan en los resultados de las acciones de monitoreo continuo, definidas para cada sistema crítico del equipo.

Es factible extender la zona normal de operación del transformador, mediante un adecuado programa de mantenimiento que se encamine a ello, retrasando la degradación normal del aislamiento a base de tareas oportunas que respondan a un diagnóstico previo.

6.2 Recomendaciones

En la empresa DELAPAZ ninguno de los resultados de las pruebas, ya sean eléctricas, físico químicas o especiales, representan un condicionante irrestricto sobre el estado del transformador. Es importante un análisis que abarque diferentes pruebas cuya interpretación de los resultados deben complementarse entre sí, a más de esto es imperioso el análisis de tendencias de las mismas.

Los análisis de las pruebas de diagnóstico del equipo, se rigen mediante una serie de normas establecidas internacionalmente. Sin embargo, es importante tomar en cuenta que no todos los transformadores no son iguales, operan bajo distintas condiciones ambientales y de carga o han tenido las mismas contingencias. Por esta razón, es necesario flexibilizar los límites de los preceptos establecidos en las condiciones que se considere necesarias.

Un plan de mantenimiento efectivo, debe estar basado en un proceso de realimentación continua, es decir, que toda información generada por un proceso de análisis de novedades constituya un referente para la continuación o modificación del plan de mantenimiento.

Presentar indicadores de la gestión del mantenimiento para poder evaluar con criterio el proceso implementado. Es importante priorizar el manejo de la información, ya que esto representa un recurso inmejorable para los análisis de efectividad de los planes de mantenimiento implantados.

Implementar programas que automaticen el diagnóstico de los transformadores, tanto para pruebas físico químicas, como para pruebas eléctricas, homogenizando reportes e informes, para así obtener herramientas más prácticas que ayuden en la toma de decisiones.

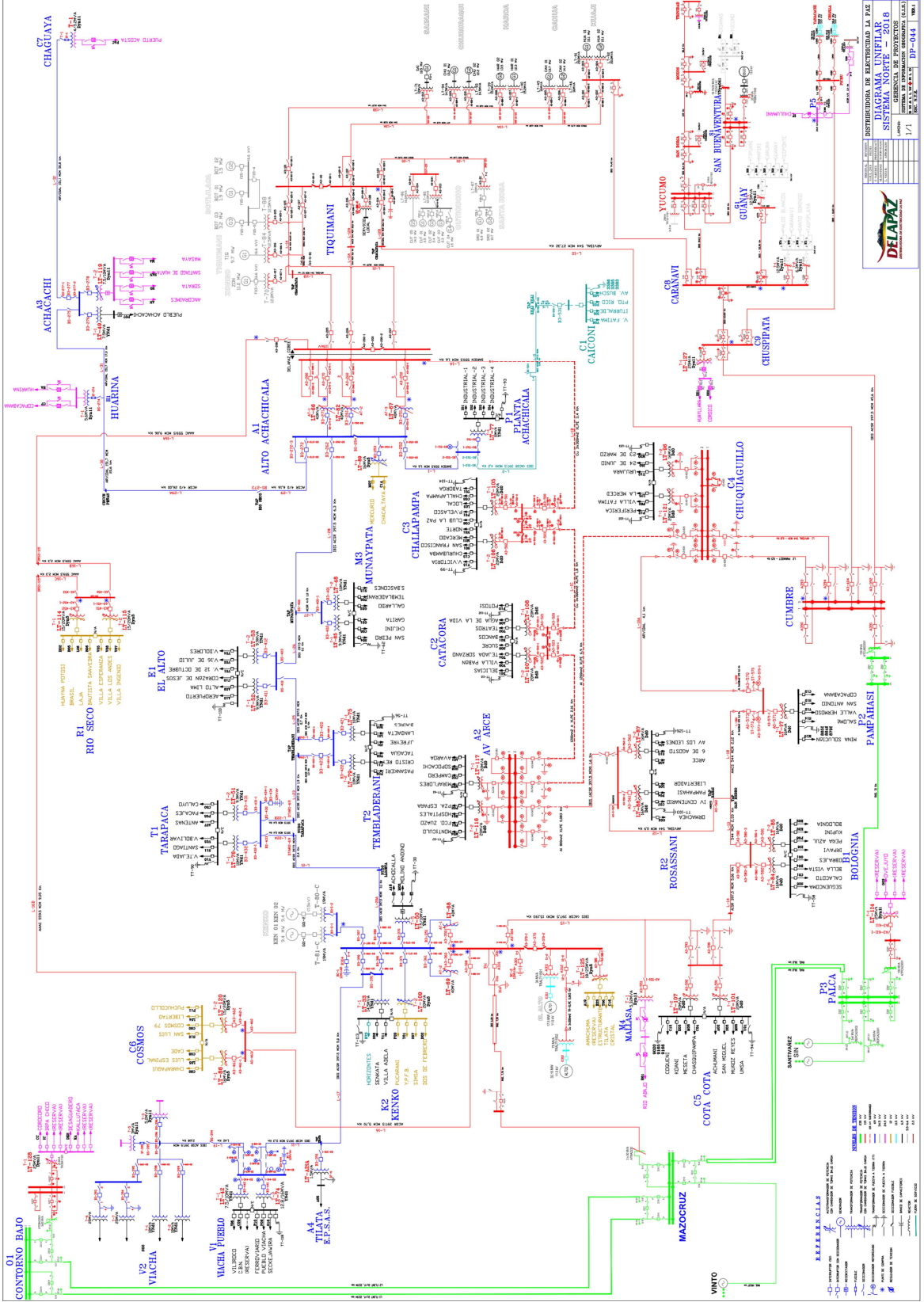
BIBLIOGRAFIA

1. Moubray, RCM II Reliability-Centred Maintenance, 2 ed., New York: Industrial Press Inc., 1997.
2. L. A. Mora-Gutiérrez, Mantenimiento: Planeación, ejecución y control, Alfaomega Grupo Editor, 2009.
3. Westinghouse Electric Co, Electrical Maintenance Hints, 1976
4. S.D Myers, J.J Kelly, R.H Parrish, A guide to transformer maintenance, Transformer maintenance institute, 1981
5. www.fist.org, Transformer maintenance, Bureau of reclamation, United States Department of interior, Denver Colorado, October 2000
6. IEEE and IEC Codes to Interpret Incipient Faults in Transformers, Using Gas in Oil Analysis, R.R. Rogers C.E.G.B, Transmission Division, Guilford, England, circa 1995.
7. Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power and Regulation Transformers, Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE) C57.12.00, 1993.
8. Power Transformer Maintenance and Testing, General Physics Corporation. 1990. Transformer General Gasketing Procedures, Alan Cote, S.D. Myers Co., 1987.
9. Transformer Maintenance Guide, J.J. Kelly, S.D. Myers, R.H. Parrish, S.D. Myers Co., 1981.
10. Standard General Requirements for Dry-Type Distribution, Power, and Regulating Transformers, American National Standards Institute/Institute of Electrical and Electronic Engineers (ANSI/IEEE) C57.12.01, 1989
11. Maintenance of High Voltage Transformers, Martin Heath Cote Associates, London, England, 1989.
12. Thermographic Maintenance Program, FIST 4-13, Bureau of Reclamation
13. M5100 Sweep Frequency Response Analysis (SFRA) Instrument Users Guide, Doble Engineering Company, 2001.

14. Manual de servicio para transformador. Transformador de potencia mantenimiento. 7a ed. Colombia: Columbia, 2009.
15. Evaluación de la salud de activos de los transformadores de Potencia de las Subestaciones Autora Astrid Yolima Ramírez Rodríguez Universidad EAFIT Año 2018
16. Técnicas de ingeniería de mantenimiento y fiabilidad aplicada en procesos de gestione de activo. Autores Ph.D. Carlos Porra y Ph. D Adolfo Crespo Editado. INGEMAN Año 2012
17. Obtencion de un modelo de criticidad para los equipos y sistemas tecnológicos de una termoeléctrica. Autor. A. Dias – M. Toledo Editado. Instituto Politecnico Jose Echeverria Cuba Año 2016
18. Gestión de Proyectos de Activos Industriales. Autor Amendola, L. (2006). Editorial Universidad Politécnica, Dpto. Proyectos de Ingeniería. Duffuaa, S., Raouf, A. y Campbell J. (2002).
19. Análisis técnico económico para la reparación o reemplazo de transformadores de potencia. Autor. J. Astudillo Muñoz, Escuela Politecnica Nacional 2008.
20. Mantenimiento y costos de gestión en un sector empresarial en el valle de aburrá Autor Oscar José Lozano Arias Universidad EAFIT Año 2009

ANEXO 1

DIAGRAMA UNIFILAR DE LAS SUBESTACIONES



INSTITUCIÓN DE INVESTIGACIONES LA PAZ
DIAGRAMA UNIFILAR
SISTEMA NORTE - 2018
 GERENCIA DE PROYECTOS
 UNIDAD DE PROYECTOS
 1/1
 DP-014



LEYENDA
 Símbolos para transformadores, interruptores, y otros componentes eléctricos.
 Líneas de colores para fases y tipos de conexiones.
 Símbolos para reservorios y otros elementos del sistema.

RESERVA
 Símbolos para reservorios de agua y otros elementos del sistema de abastecimiento.

RESERVA
 Símbolos para reservorios de agua y otros elementos del sistema de abastecimiento.

RESERVA
 Símbolos para reservorios de agua y otros elementos del sistema de abastecimiento.

RESERVA
 Símbolos para reservorios de agua y otros elementos del sistema de abastecimiento.

RESERVA
 Símbolos para reservorios de agua y otros elementos del sistema de abastecimiento.

RESERVA
 Símbolos para reservorios de agua y otros elementos del sistema de abastecimiento.

RESERVA
 Símbolos para reservorios de agua y otros elementos del sistema de abastecimiento.

ANEXO 2

PARTES DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA

1. PARTES PRINCIPALES DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN ACEITE

En este Anexo se revisarán de manera breve los principales elementos constitutivos de un transformador de potencia aislado en aceite. Un estudio más profundo de dichas partes esta fuera del alcance de este trabajo, por ende, no se ahondará en el estudio de dichas partes.

En la figura 1 podemos observar un transformador de potencia, algunas de las partes que serán tratadas

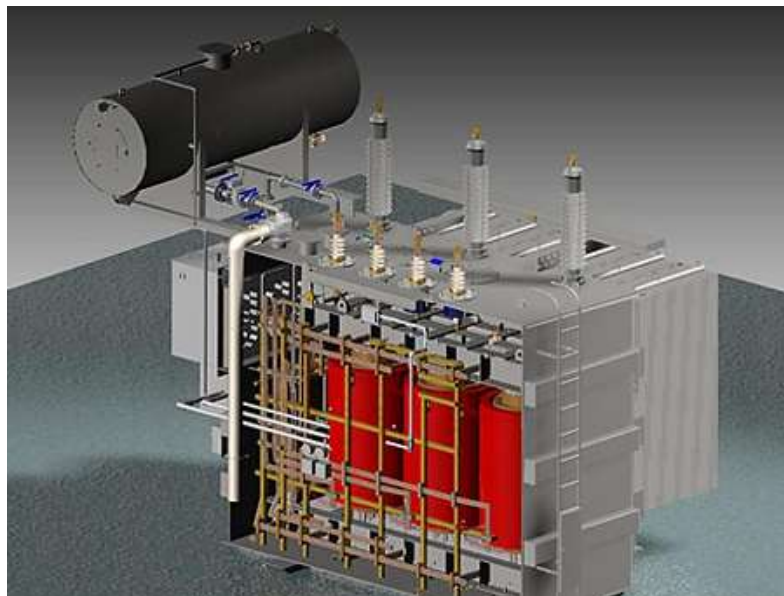


Figura 1 Transformador de Potencia

1.1 TANQUE

El tanque de un transformador, generalmente hecho de acero, desempeña las siguientes funciones:

- Provee protección mecánica al conjunto núcleo-bobinas.
- Ayuda a contener al líquido refrigerante/aislante, en el caso de que se lo utilice.
- Protege al aceite del aire, humedad y contaminación externa.
- Permite que el transformador "respire".

1.1.1 TIPOS DE TANQUE

En la actualidad podemos encontrar diferentes tipos de diseños de tanques para transformadores. Dentro de los existentes y más comunes en nuestro medio se encuentran los Tipo Respiración libre, los Tipo Tanque conservador y los Tipo Sellado.

1.1.1.1 TIPO RESPIRACIÓN LIBRE

En este tipo de diseño el espacio o colchón de aire a presión atmosférica que se forma sobre el aceite tiene salida a la atmósfera a través de una tubería de respiración. Dicha tubería es doblada hacia abajo y posee una pantalla en el extremo que da hacia el exterior del transformador, evitándose de esta manera el ingreso de la lluvia, insectos o roedores. En la figura 2 podemos ver un transformador con este diseño de tanque.

Este diseño de tanque no posee un removedor de humedad en la tubería de respiración, por ende, el transformador tendrá una fuente de humedad, oxígeno y contaminación por dicha tubería. Como se verá más adelante la humedad y el oxígeno son enemigos del aislamiento del transformador, es recomendable entonces que el propietario o responsable de un transformador de este tipo instale

un removedor de humedad (como la Silica gel) en dicha tubería, de manera que se reduzca el ingreso de la humedad, oxígeno y contaminación al transformador.

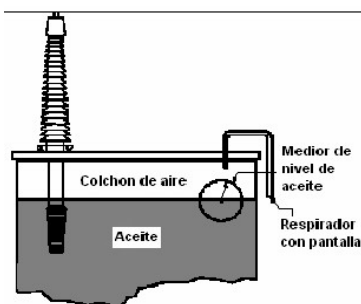


Figura 2 Transformador Tipo Respiración Libre

1.1.1.2. TIPO TANQUE CONSERVADOR.

En este diseño se adiciona un tanque adicional al transformador, llamado tanque de expansión o tanque de conservación. Este tanque adicional se encuentra localizado sobre el transformador (véase la figura 4), de manera que el tanque principal estará lleno de aceite. La expansión del aceite y el intercambio de aire con la atmósfera (respiración del transformador) ocurren lejos del total del aceite en el transformador ya que, solo una pequeña cantidad de aceite existe entre el tanque principal y el tanque conservador. Debido a lo anterior este diseño reduce el ingreso de oxígeno, humedad y contaminación al transformador, retardándose así el proceso de oxidación del aceite.

Existen transformadores de este tipo que llevan instalado en el interior del tanque conservador una especie de "vejiga" o "diafragma". Con este sistema se reduce en mayor medida el ingreso de humedad y oxígeno al transformador ya que, dicha vejiga aísla al aceite de la atmósfera. A medida que el aceite se expande o contrae debido a los cambios de temperatura, la vejiga "respira" aire hacia adentro y hacia fuera del transformador, esto mantiene al aire a presión atmosférica. En la figura 3 se puede observar un transformador de este tipo

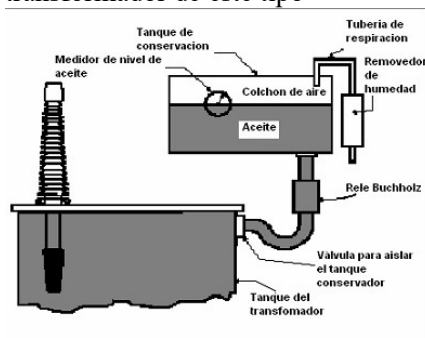
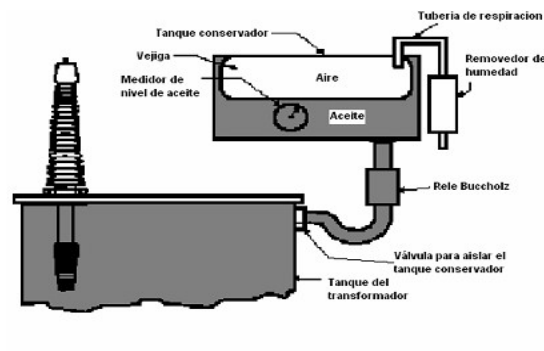


Figura 3 Tanque Tipo Conservador



**Figura 4 Tanque Tipo Conservador en el Tanque de Expansión
Posee una “Vejiga” o “Diafragma” en su Interior.**

Nota importante: Existe la posibilidad de que se forme vacío en el transformador si la tubería que conecta el removedor de humedad con el tanque conservador es muy delgada o se encuentra bloqueada parcialmente o si la entrada al removedor de humedad es muy pequeña. Esta situación puede permitir la formación de burbujas en el aceite, las cuales pueden activar los detectores de gas como el Relé Buchholz y/o el relé de Falla del Diafragma (si el transformador lo tuviere). Dicho vacío también puede "chupar" aire a través de empaques defectuosos o que no se encuentran correctamente colocados, lo cual también podría ser una fuente para la formación de burbujas.

1.1.1.3. TANQUE TIPO SELLADO.

El tanque tipo sellado es similar al de respiración libre, con la adición de una válvula de alivio de presión/vacío, la cual está diseñada para mantener una presión interna de + o de - 5 psi. Además, la tapa superior no es empornada, sino soldada, con lo cual se evita el uso de empaques. La figura 5 muestra un diseño de este tipo.

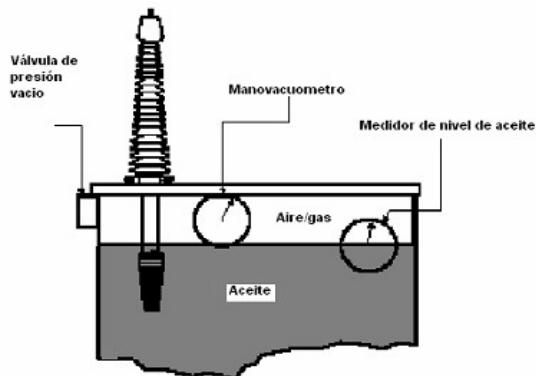


Figura 5 Tanque Tipo Sellado

Al instalarse el transformador se coloca a presión aire libre de humedad o nitrógeno, de manera que se forma un colchón de aire/gas sobre el aceite.

La contaminación del transformador por oxígeno y/o humedad no es tan severa como en el caso del tanque Tipo Respiración libre debido a que la "respiración" del transformador está limitada por la válvula de alivio. Cuando la presión interna del transformador excede los 5 psi el aire o el nitrógeno son expulsados a la atmósfera por la válvula de alivio. Cuando el transformador se enfría el aceite se contrae, si la presión interna cae por debajo de la presión atmosférica exterior en 5 psi, la válvula de alivio permitirá el ingreso de humedad y oxígeno al tanque.

1.2. BUSHING

La función de los bushing en un transformador es de llevar o transportar los conductores de los devanados a través del tanque y hacia el exterior de una manera segura. Los bushing están diseñados para: soportar las tensiones de operación normal y anormal, mantener la humedad fuera del transformador y resistir los esfuerzos mecánicos debido al peso y tensión de los conductores conectados a ellos.

Para cumplir con lo anterior existen diferentes tipos de bushing, entre los que tenemos:

- Porcelana (hasta 25 KV)
- Porcelana-Aceite (25-69 KV)
- Porcelana-Compuesto epóxido
- Porcelana-Resina sintética (34.5-115KV)
- Porcelana-Papel impregnado de aceite (mayores a 275 KV)

Como puede verse, la clase de bushing a utilizar es dependiente del nivel de voltaje para el que es diseñado. En la figura 6 puede verse las partes de un bushing para transformador tipo GOB de la ABB.

Los bushing son de forma cilíndrica, cubiertos con un esmalte especial para evitar la adherencia de humedad y contaminantes.

Están provistos de "faldas" con el objeto de aumentar la distancia de fuga (distancia entre el terminal de la pasa tapa y su base acoplada al tanque) y así reducir la posibilidad de un arco debido a sobre voltajes. En las figuras 7 y 8 se pueden observar bushing de Porcelana- Aceite y Porcelana, respectivamente

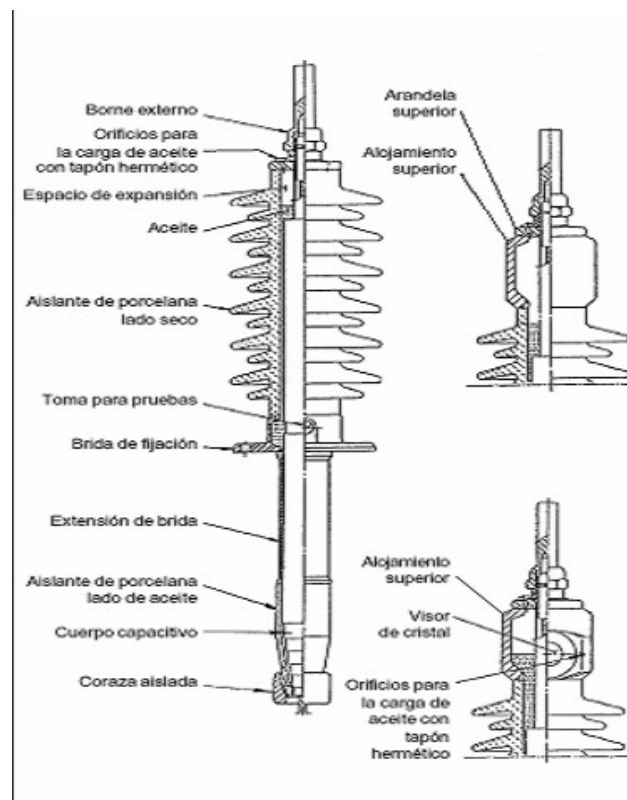


Figura 6 Bushing Tipo GOB (ABB)



Figura 7 Bushing de Porcelana-Aceite



Figura 8 Bushing de Porcelana

1.3. NUCLEO Y DEVANADOS

Los dos tipos fundamentales de diseño de la parte activa de un transformador son el TIPO NUCLEO, en el cual dos grupos de devanados abrazan a un núcleo único y el TIPO ACORAZADO, en el cual el flujo que atraviesa a un único grupo de devanados está formado, al menos, por dos componentes existentes en circuitos magnéticos en paralelo. Ambos tipos de estructuras pueden verse en las figuras 9 y 10.

El diseño del Tipo Núcleo es usado en transformadores de potencia con valores de corriente y KVA bajos, mientras que el Tipo Acorazado es usado en transformadores con potencias iguales o mayores a 50 MVA.

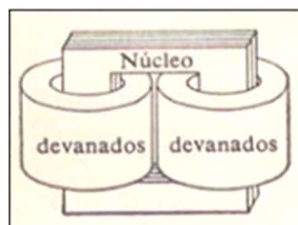


Figura 9 Transformador Tipo Núcleo

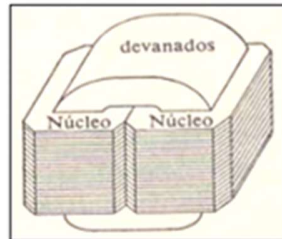


Figura 10 Transformador Tipo Acorazado

El núcleo de un transformador está formado por chapas, las cuales están hechas con una aleación de hierro de grano orientado y silicio (con esta aleación se reducen las pérdidas por histéresis y corrientes parásitas). Las chapas que forman el núcleo están aisladas eléctricamente unas de otras con un revestimiento a prueba de aceite (tradicionalmente barniz) para reducir las pérdidas por corrientes parásitas. La figura 11 nos muestra la forma de realizar la unión del conjunto de chapas. En la misma figura puede verse que el perno que sujeta las chapas está aislado de las mismas por medio de un buje.

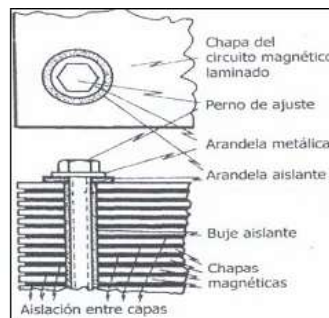


Figura 11 Unión del Conjunto de Chapas Mediante Pernos

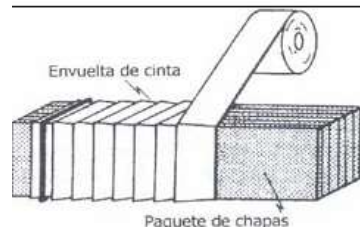


Figura 12 Unión de un Conjunto de Chapas Mediante Cinta de Algodón

En la figura 12 se puede apreciar otra forma de armar el conjunto de chapas por medio de una cinta de algodón, nominado comúnmente "paquete".

Las figuras 13A, 13B, 13C muestran las diferentes formas de armar las partes componentes del núcleo de un transformador. El núcleo con sucesivas chapas alternadas se usa en transformadores de poca potencia, mientras que el núcleo con entrehierros oblicuos se usa en transformadores de gran potencia.

En los entrehierros se suele colocar hojas de cartón especial para disminuir el ruido que es originado por efectos de la fuerza cortante de valor variable que se produce entre ambas caras de una y otra parte. En a las figuras 13A, 13B y 13C pueden apreciarse tres diferentes formas de columnas del núcleo.

A medida que aumenta la importancia de la maquina es conveniente que las columnas del núcleo dejen de tener sección cuadrada, para adoptar una sección circular.

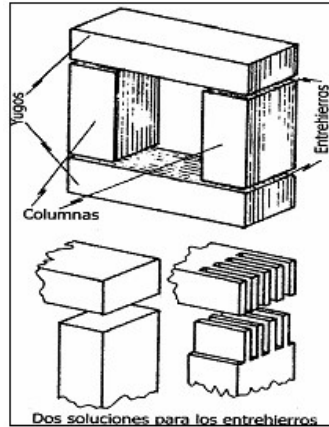


Figura 13A. Armado de Núcleo con entre Hierros Planos y Dientes de Sierra

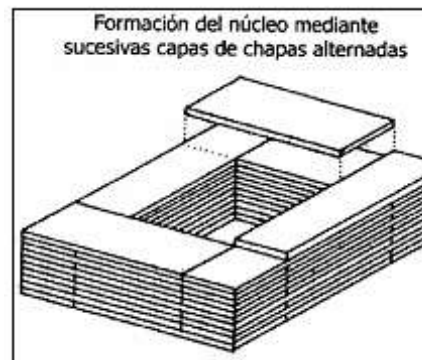


Figura 13B. Núcleo con Chapas Alternadas

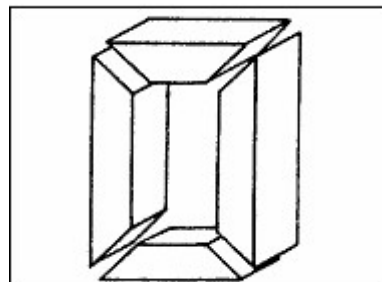


Figura 13C. Núcleo con entre Hierros Oblicuos

La sección circular de la columna del núcleo se obtiene colocando las chapas en forma escalonada. En el núcleo de la derecha de la figura 14, existen canales internos para mayor evacuación del calor producido por las pérdidas del hierro. La separación de los conjuntos así formados de chapas se logra con adecuados listones de madera tratada.

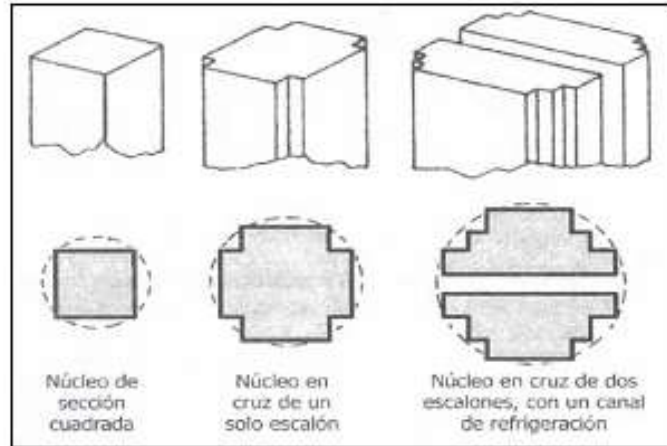


Figura 14 Diferentes Formas de Columnas de Núcleos

El armado del núcleo (Core Campin) se logra por medio de diversos métodos, como se muestra en las figuras 14 y 15.

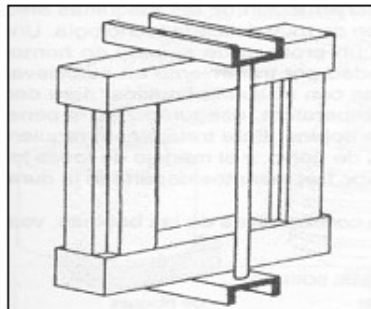


Figura 15 Armado Simple de Yugos y Columnas

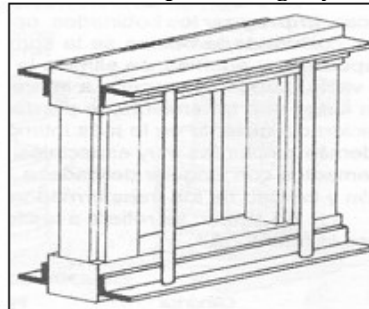


Figura 16 Armado de Yugos y Columnas con Perfiles Soldados

Pasemos ahora a hablar de las bobinas. En la figura 17 podemos apreciar cómo se aíslan los conductores. Para secciones de cobre de hasta 4 mm^2 , la sección del conductor tiene forma circular. Para secciones mayores se usa la sección rectangular con doble encintado de algodón. Para secciones muy grandes se usan varios conductores con un aislamiento de dos capas. La primera capa es el aislante propiamente dicho, mientras que la segunda capa es de menor rigidez dieléctrica que la primera, pero es más fuerte mecánicamente.

Los bobinados de un transformador previo a su montaje son sometidos a procesos de secado en hornos y eliminación de la humedad mediante vacío, para luego ser impregnados con aislante

líquidos. Este tratamiento requiere de ambientes muy especiales, libres de polvo y manejo de todos los elementos con delicadeza.

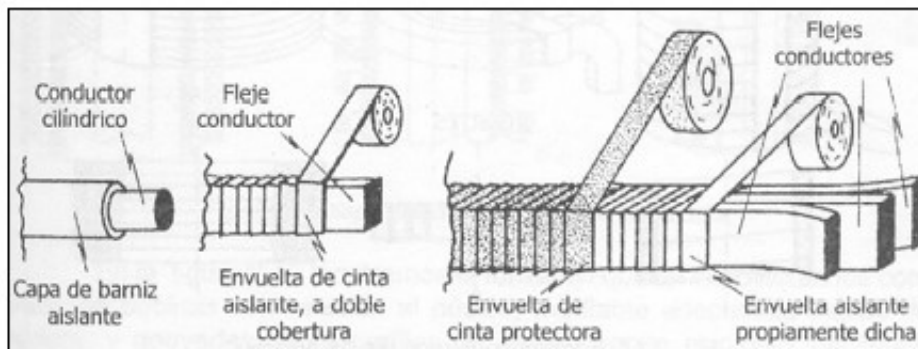


Figura 17 Diferentes Formas de Aislar Conductores de Bobinas

Mediante la figura 18 podemos visualizar las formas constitutivas de las bobinas de un transformador.

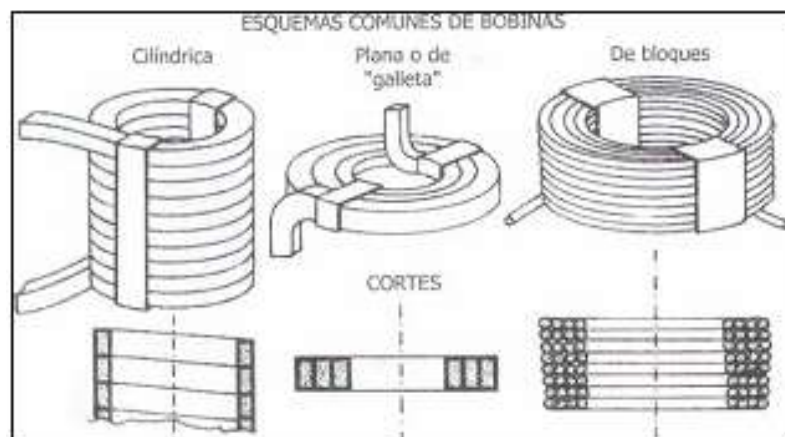


Figura 18 Formas Constitutivas de Bobinas

Es de práctica común colocar la bobina de baja tensión más próxima al núcleo. La forma cilíndrica se prefiere para las bobinas de baja tensión, mientras que las de tipo plana son preferidas para las bobinas de alta tensión. Con ayuda de la figura 19 podemos visualizar las formas comunes de montaje de bobinas en el núcleo.

En la figura 20 se muestra la manera en que se inmovilizan los conjuntos de bobinas con relación al núcleo. Esto se realiza mediante adecuadas piezas de madera, apoyadas sobre perfiles de acero. Una ventaja del uso de piezas de madera como separadores es la formación de "ductos" por donde puede circular el aceite y de esta forma maximizar la transferencia de calor.

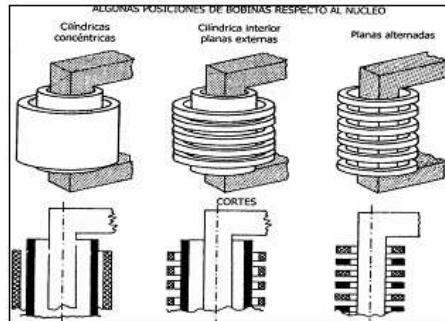


Figura 19 Disposición de Bobinas en el Núcleo

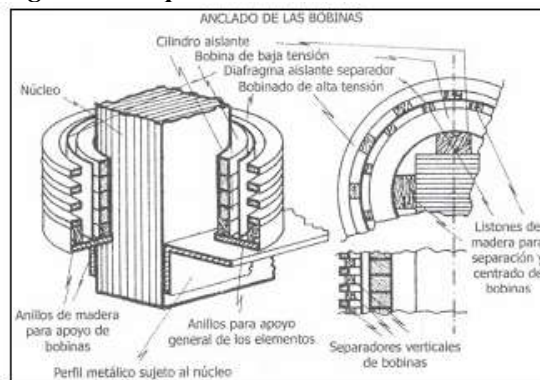


Figura 20 Fijación de las Bobinas al Núcleo

1.4. EL SISTEMA DE AISLAMIENTO

Este sistema tiene como función aislar los devanados del transformador entre sí y de tierra, es decir, los elementos de este sistema aíslan las partes conductoras de corriente del núcleo y de las estructuras de acero.

El sistema de aislamiento de un transformador en aceite consta principalmente de 2 tipos de materiales aislantes: aceite y papel.

A continuación, se estudiará de manera breve las funciones y propiedades de ambos materiales.

1.4.1. EL ACEITE AISLANTE

El aceite usado en los transformadores desempeña básicamente cuatro funciones:

- Aislar eléctricamente todos los componentes del transformador.
- Proveer de refrigeración eficiente al transformador.
- Prevenir la acumulación de lodo en el transformador
- Proteger al conjunto núcleo-bobinas del ataque químico.

1.4.1.1 COMPOSICIÓN QUÍMICA

El aceite empleado en transformadores y algunos otros equipos eléctricos es de tipo mineral. Dicho aceite se encuentra formado por compuestos de hidrocarburos y no-hidrocarburos. A continuación, de forma breve, hablaremos de la composición química del aceite mineral.

1.4.1.1.1 HIDROCARBUROS

Por definición, los hidrocarburos son compuestos químicos que contienen solo hidrógeno y carbono. Los compuestos de hidrocarburos son el mayor constituyente del aceite mineral y pueden ser divididos en tres grandes grupos:

- Parafínicos

- Nafténicos
- Compuestos aromáticos

a) **Parafínicos:** Los parafínicos son generalmente considerados hidrocarburos saturados, caracterizados por una estructura de enlaces rectos, como puede verse en la figura 21.

Hidrocarburo Parafínico

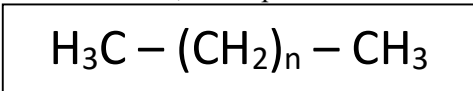


Figura 21 Estructura Parafínico de un Hidrocarburo

b) **Nafténicos:** Los como nafténicos son clasificados compuestos de enlaces en forma de anillo. Como puede verse en la figura 22A y 22B los nafténicos pueden ser mono cíclico, cíclicos, etc.

Hidrocarburo Nafteno Mono cíclico

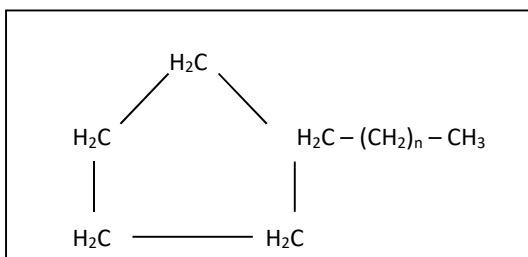


Figura 22a. Hidrocarburo Nafténico Monocíclico

Hidrocarburo Nafteno Vinílico

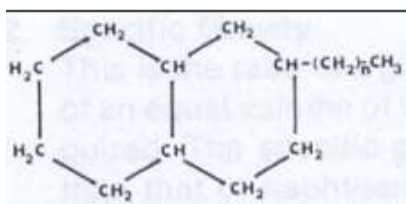


Figura 22b. Hidrocarburo Nafténico Bicíclico

c) **Compuestos aromáticos:** Los compuestos aromáticos, figura 23, poseen uno o más anillos aromáticos, los cuales pueden ser unidos con anillos cíclicos.

Compuestos Aromáticos

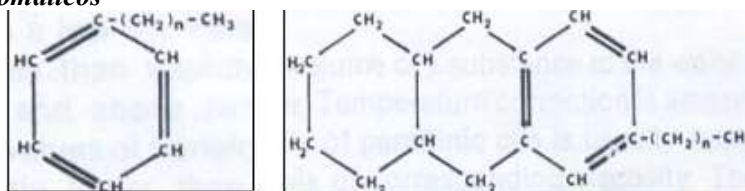


Figura 23 Hidrocarburos Aromáticos

1.4.1.1.2. NO-HIDROCARBUROS

El petróleo, del cual se deriva el aceite usado en transformadores, también contiene compuestos que no son hidrocarburos.

Dichos compuestos presentan una estructura semejante a la de los hidrocarburos, con la salvedad de que los átomos de carbono son reemplazados por uno, dos, tres o más átomos de azufre, oxígeno o nitrógeno.

Los compuestos no-hidrocarburos en el aceite mineral pueden ser ácidos naftenos, ésteres, alcoholes, entre otros.

Existen algunos factores químicos que son críticos para los aceites nuevos, dentro de los cuales podemos anotar:

1) Acidez (Número de neutralización) Una baja acidez en un aceite mineral es necesaria para minimizar la conducción eléctrica, la corrosión de los metales y maximizar, la vida del sistema de aislamiento.

2) Formación de gas bajo arco

3) Contenido de agua. Un aceite mineral con contenido de agua bajo es necesario para alcanzar una rigidez dieléctrica adecuada, maximizar la vida del sistema de aislamiento y minimizar la corrosión de los metales.

1.4.1.2. PROPIEDADES FÍSICAS

Algunas de las propiedades físicas de un aceite mineral incluyen:

1) Viscosidad

La viscosidad es considerada una medida de la resistencia del aceite a fluir. Este parámetro es controlado para asegurar una libre circulación en los transformadores y mecanismos, así como una adecuada transferencia de calor.

2) Gravedad específica

La gravedad específica es la razón entre el peso de un volumen dado de una sustancia y el peso de un volumen igual de agua. Este parámetro es útil como ayuda para identificar tipos de aceites nuevos.

3) Tensión interfacial

Un elevado valor de tensión interfacial en un aceite nuevo es indicativo de la ausencia de contaminantes polares indeseables, pero el mayor uso de la tensión interfacial está en la determinación del grado de deterioro y contaminación que posee un aceite en servicio.

4) Estabilidad de oxidación

5) Volatilidad

1.4.1.3. PROPIEDADES ELÉCTRICAS

Las principales propiedades eléctricas de un aceite nuevo incluyen:

1) Rigidez dieléctrica

La Rigidez dieléctrica de un aceite es una medida de la habilidad que tiene el aceite a resistir esfuerzos eléctricos sin que se produzca el rompimiento del dieléctrico.

2) Rigidez de impulso

Con la rigidez de impulso se mide la habilidad del aceite a resistir condiciones de voltajes transcientes (sobre voltajes debido a maniobras o a descargas eléctricas atmosféricas).

3) Permitividad dieléctrica relativa / Constante

La Permitividad relativa es la relación entre la capacitancia de un material aislante medida por medio de una configuración de electrodos y la capacitancia de la misma configuración de electrodos con el aire (o vacío) como dieléctrico.

La Permitividad relativa es dependiente de la temperatura y la frecuencia de voltaje. Los valores típicos de la permisividad relativa de un aceite nuevo están entre 2.1 y 2.5 a 90°C. La oxidación tiende a incrementar estos valores.

1.4.2. EL AISLAMIENTO SÓLIDO (DE CELULOSA)

El papel Kart usado como aislamiento en un transformador debe desempeñar mayormente 3 funciones:

Soportar los esfuerzos eléctricos producidos por los voltajes en condiciones normales y anormales durante la operación del transformador.

Soportar los esfuerzos mecánicos y térmicos que acompañan a un cortocircuito.

Prevenir una acumulación excesiva de calor.

1.4.2.1 COMPOSICIÓN QUÍMICA

La celulosa es una de las numerosas sustancias vegetales que están formadas por varias unidades de glucosa. La estructura química de la celulosa puede verse en la figura 24A y 24B

La fórmula molecular de la celulosa es $(C_6H_{10}O_5)_n$. El grado de polimerización, es decir el número de unidades repetidas formando las moléculas (indicado por la letra n) varía ampliamente dependiendo de la fuente del material y del método utilizado para su formación.

Típicamente la celulosa está formada por cadenas de más o menos 1200 anillos de glucosa.

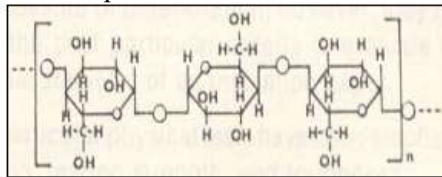


Figura 24A. Estructura de la Celulosa

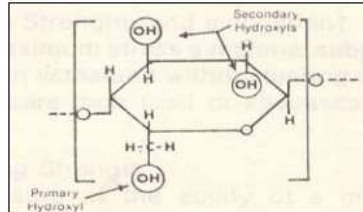


Figura 24B. Unidad de Glucosa

En la figura 25 puede verse las bobinas de un transformador junto con los chicotes de dichas bobinas mismas recubiertos con papel.



Figura 25 Bobinas y Chicotes de un Transformador Recubiertos de Papel

3.5. EQUIPO CAMBIADOR DE TAP

La mayoría de los transformadores están equipados con un Equipo Cambiador de Tap, el cual permite pequeños cambios en la relación de voltaje de la unidad. El devanado de alto voltaje es el que generalmente se construye con Taps (derivaciones). Al pasar de un Tap al otro, este equipo provee de una manera de cambiar la relación de vueltas del transformador y con ello el nivel de voltaje del mismo.

Los cambios de TAP pueden ser hechos solo si el transformador este desenergizado (Equipo Cambiador de Tap desenergizado) o mientras la unidad esta con carga (Equipo Cambiador de Tap bajo carga). Dichos cambios pueden ser realizados de forma manual o de forma automática.

Los equipos para cambio de Tap son diseñados tanto para operar dentro del transformador o montados externamente en un pequeño gabinete con aceite empujado al exterior tanque principal. Las figuras 26 pueden verse los dos tipos de Equipos Cambiadores de TAP.

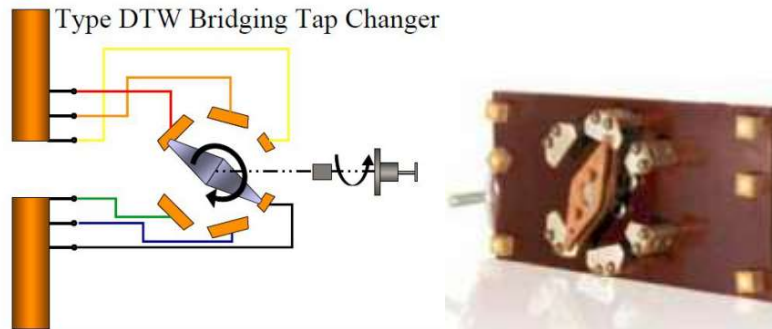


Figura 26 Equipo Cambiador de Tap para Operar Desenergizado

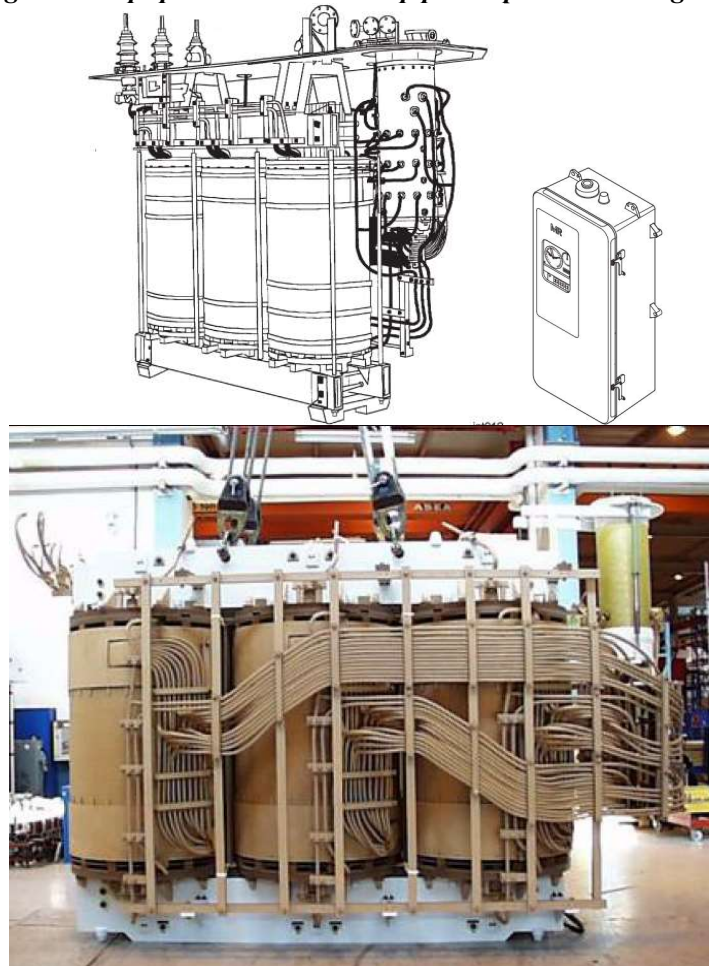


Figura 27 Equipo Cambiador de Taps Bajo Carga

1.6 EQUIPOS AUXILIARES

1.6.1. MEDIDORES DE TEMPERATURA

Con la finalidad de que el personal encargado de la operación y mantenimiento del transformador pueda conocer la temperatura del líquido aislante, devanados, así como la del transformador, los fabricantes del mismo instalan medidores de temperatura en el tanque del transformador. En las figuras 28 y 29 podemos visualizar dos tipos de medidores de temperatura que se utilizan en transformadores.

Los medidores de la figura 28 son utilizados en transformadores de baja potencia, mientras que los de la figura 29 son empleados en transformadores de mediana y gran potencia.



Figura 28. Medidores De Temperatura De 4'' Marca Qualitrol



Figura 29 Medidores de Temperatura de 5'' Marca Qualitrol

1.6.2. MEDIDORES DE NIVEL

El indicador de nivel de aceite señala el nivel del líquido aislante contenido en el tanque principal del transformador o en compartimentos asociados.

En los transformadores con tanque de conservación el medidor de nivel se encuentra instalado a un costado del mismo. En los transformadores sellados el medidor de nivel es instalado a un costado del tanque, justo a la altura del nivel de aceite. En las figuras 30 y 31 podemos observar dos tipos de medidores de nivel que se utilizan en transformadores.

Como puede observarse en las figuras 30 y 31, los medidores de nivel poseen tres posiciones definidas: HI (nivel máximo), 25°C que corresponde al nivel de aceite a la temperatura ambiente y LO (nivel mínimo).

Tomando en cuenta estos niveles de referencia, se puede llenar de aceite el transformador de acuerdo a la temperatura ambiente existente al momento del llenado.



**Figura 30 Medidor de Nivel Serie "P" de la Marca Qualitrol
Empleado en Transformadores Pad Mounted**



Figura 31 Medidor de Nivel Tipo Universal de la Marca Qualitrol

1.6.3 DISPOSITIVOS CONTRA SOBREPRESIONES

El dispositivo contra sobrepresiones es un equipo de protección contra sobrepresiones peligrosas dentro del tanque del transformador, es decir, este dispositivo sirve para aliviar la presión interna del tanque cuando esta excede un valor predeterminado. En la figura 32 se puede visualizar un tipo de Dispositivo contra sobre presiones (también llamado Válvula de alivio contra sobre presiones) que es usado en transformadores del tipo sellado.



Figura 32 Equipo contra Sobrepresiones Serie 208 de la Marca Qualitrol

1.6.4 RELE BUCHHOLZ

La protección que presta este dispositivo es simple y eficaz.

El Relé Buchholz es empleado en transformadores que poseen tanque de conservación.

Como puede verse en la figura 33, el Relé Buchholz es un dispositivo que posee dos cámaras llenas de aceite con flotadores dispuestos verticalmente uno encima del otro. Si existiesen corrientes parásitas, sobrecalentamiento o descargas parciales dentro del transformador, se producirán burbujas de gas, las cuales se dirigirán hacia el tanque de conservación. En su camino hacia dicho tanque, las burbujas de gas pasan por la tubería que conecta el tanque principal con el tanque de conservación, ingresando al Relé Buchholz y localizándose en la cámara superior del mismo.

A medida que la cantidad de gas aumenta en la cámara, el aceite es desplazado y por ende el nivel de aceite en el relé disminuye. Al ser desplazado el aceite, el flotador superior desciende hasta que

se cierra el Swith magnético que activa una alarma.

Si el defecto que produce los gases se acentúa, el desplazamiento de los mismos se hace violento y se producen grandes burbujas, de tal forma que la consecuencia del choque el aceite refluye bruscamente a través de la tubería hacia el tanque conservador. Este flujo encuentra el flotador inferior y lo desplaza, el cual a su vez acciona los contactos para la desconexión del transformador. La figura 34 muestra un Relé Buchholz montado en un transformador.

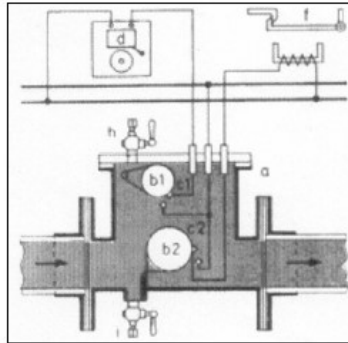


Figura 33 Vista Interior de un Relé Buchholz



Figura 34 Relé Buchholz Instalado en un Transformador de 20 MVA

1.6.5 MEDIDORES DE PRESIÓN / VACÍO

El medidor de presión/vacío, también llamado manovacuumetro, es instalado en los transformadores tipo sellado.

Este dispositivo nos proporciona la presión de nitrógeno que posee el transformador o la cantidad de vacío a la que se está sometiendo el transformador. En la figura 35 podemos observar un tipo de medidores de presión/vacío que se utiliza en transformadores de mediana y gran potencia.



Figura 35 Medidor de Presión / Vacío Marca Qualitrol

1.6.6 RADIADORES, VENTILADORES Y BOMBAS DE CIRCULACIÓN

Los transformadores en aceite poseen diferentes métodos de ventilación con el objeto de mantener sus temperaturas de operación dentro de valores normales (no excediendo los 55 o 65°C sobre la temperatura ambiente). Para el efecto, en cada método utiliza accesorios como radiadores, ventiladores, intercambiadores de calor, bombas de circulación, etc., los cuales se encuentran instalados generalmente en el tanque del transformador y son usados de forma individual o en conjunto.

Algunos de los métodos de ventilación usados en transformadores son:

- Refrigeración natural
- Refrigeración por aire forzado
- Refrigeración por aceite forzado
- Refrigeración por agua
- Combinación de los anteriores

En la figura 36 se puede observar un transformador con radiadores, ventiladores y bombas de circulación.

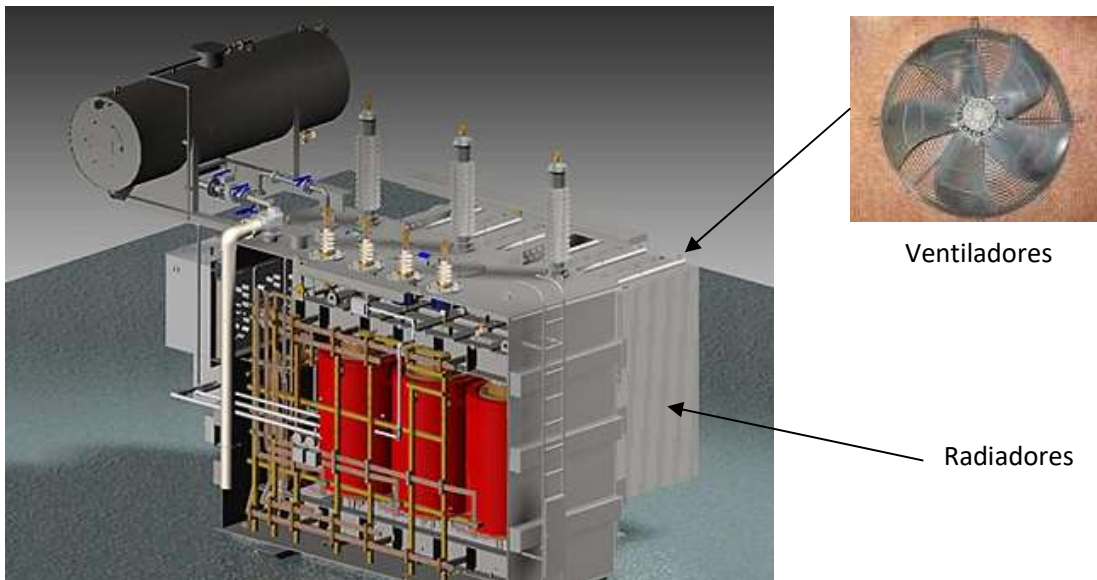


Figura 36 Transformador con Radiadores, Bombas de Circulación y Ventiladores

1.6.7 RESPIRADOR DE SILICA GEL

Este dispositivo está fabricado para eliminar la humedad y el polvo que ingresan al transformador con el movimiento del aire resultante de la variación de la temperatura del aceite del transformador. Este dispositivo es utilizado en transformadores con tanque conservador y está colocado entre el paso de aire del transformador y la atmósfera.

El respirador de Silica Gel está formado por un depósito, generalmente uno o dos cilindros de cristal, con un agente deshidratante (Silica Gel) y aceite, así como de las partes metálicas para su fijación.

La Silica gel que se utiliza consiste de gránulos de silicato de aluminio puro, coloreada de azul con cloruro de cobalto, químicamente casi neutral y de gran capacidad de absorción. Cuando la absorción de humedad llega a un 30 o 40 %, el color cambia de azul a rosa.

Al obtener la carga de Silica Gel un color rosa es indicativo, como se expresó anteriormente, de que los gránulos se saturados de humedad y deberán ser regenerados o renovados.

En la figura 37 puede verse el respirador de Silica gel instalado en el transformador.

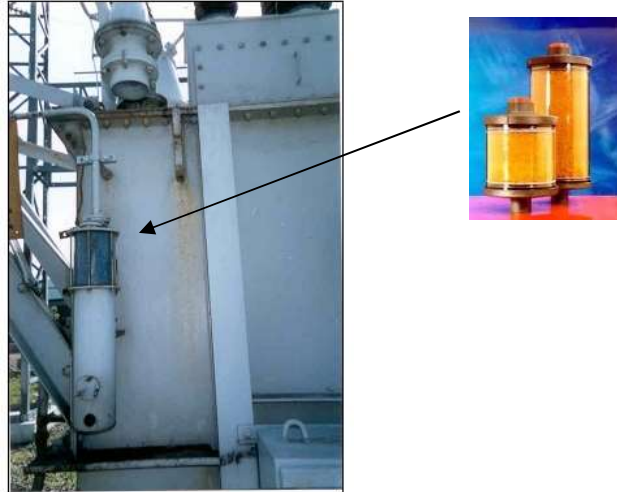


Figura 37 Secador de Silica Gel Montado en un Transformador

1.6.8 VALVULA PARA HACER VACIO

Esta es una válvula que se encuentra localizada en la cubierta del transformador, a un costado del tanque, en su parte superior.

Normalmente es del tipo diafragma y a ella deberá conectarse el ducto para hacer vacío de la máquina de tratamiento de aceite. Esta válvula es de accionamiento manual mediante volante.

1.6.9. VALVULA COMBINADA PARA DRENAJE, FILTRADO Y MUESTREO

Esta es una válvula de diafragma que se encuentra localizada en la parte superior, a un costado del tanque. Dispone de una pequeña válvula para muestreo de aceite de la parte superior, similar a la descrita en la válvula combinada inferior en la figura 38.



Figura 38 Válvula para Muestreo, Filtrado y Drenaje de Aceite

ANEXO 3

PRUEBAS ELECTRICAS Y FISICO- QUIMICAS A TRANSFORMADOR DE POTENCIA

1. PRUEBAS ELÉCTRICAS EN TRANSFORMADORES.

1.1 FACTOR DE POTENCIA, PÉRDIDAS Y CAPACITANCIA DEL TRANSFORMADOR.

El Factor de Potencia de un aislamiento es una cantidad adimensional normalmente expresada en por ciento, que se obtiene de la resultante formada por la corriente de carga de pérdidas que toma el aislamiento al aplicarle una corriente de un voltaje determinado, es en sí, una característica propia del aislamiento al ser sometido a campos eléctricos. Es representado como la relación entre la Potencia Activa (W) y los Potencia Reactiva (VA). La ecuación del FP se muestra a continuación:

$$FP = \frac{W}{E * I} = \frac{E * I * \cos\theta}{E * I}$$

Donde:

E Voltaje de Fase

I Corriente total de fase

W Watts

$\cos\theta$ Angulo de fases entre E y I

Debido a la situación de no ser aislantes perfectos, además de una corriente de carga puramente capacitiva (I_C), siempre los atravesará una corriente que está en fase con el voltaje aplicado (I_R), a esta corriente se le denomina de pérdidas dieléctricas, en estas condiciones el comportamiento de los dieléctricos queda representado por el siguiente diagrama vectorial. Sin embargo, cuando el transformador es energizado con el lado del secundario abierto, la corriente resistiva es muy pequeña y prácticamente limita las pérdidas dieléctricas. En estas condiciones, el factor de potencia es muy bajo y la corriente total está compuesta casi solo por el componente capacitivo. Por consiguiente, se puede representar el factor de potencia como la relación entre la corriente resistiva y la corriente capacitiva (muy parecida a la total). En este caso, la ecuación sería:

$$FP = \frac{I_R}{I} = \frac{I_R}{I_C}$$

Donde: $I = I_C$

I_C Corriente de carga Capacitiva

I_R Corriente de carga Resistiva

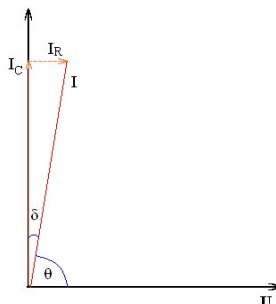


Figura 1: Diagrama Fasorial Del Factor De Potencia

Un buen ángulo de factor de potencia (θ) es grande, aproximadamente 90° ; debido a que, para aislamientos en buena condición, el componente resistivo debe ser muy pequeño. El ángulo complementario a θ es delta (δ) como se indica en el gráfico anterior. Para dicho ángulo pequeño

(delta) el valor de la tangente se acerca mucho al valor mismo del ángulo, por lo cual, es el mismo valor que $\cos \theta$ (Factor de Potencia). De aquí, que “ $\tan \delta$ ” se convierte en un criterio importante para la prueba, el cual incrementa con el voltaje y este fenómeno se denomina “delta” incrementa a “tan delta”. Para ilustrar de mejor manera el fenómeno, la figura 2 muestra el comportamiento típico de la tangente delta en función de la temperatura de aceite mineral para diferentes condiciones de envejecimiento.

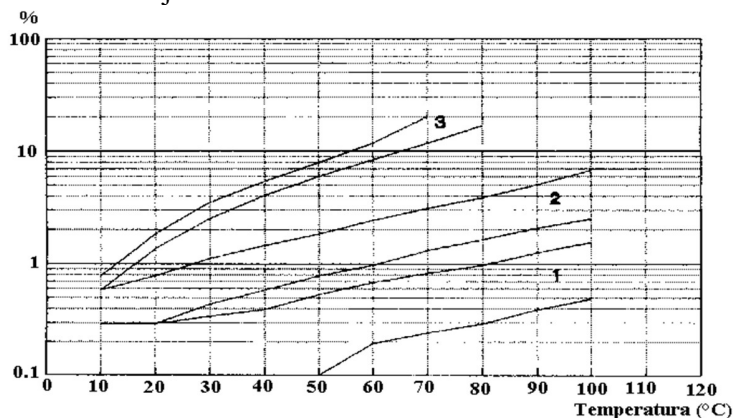


Figura 2: Comportamiento de $\tan \delta$ para diferentes condiciones de envejecimiento

Se indican en la figura las siguientes zonas:

Aceite nuevo

Aceite envejecido en ausencia de degradamiento del aislamiento

Aceite envejecido en presencia de degradamiento del aislamiento

Dentro de los límites de funcionamiento normal, el valor de tangente delta no está sensiblemente ligado a la frecuencia ni al campo eléctrico, en cambio la temperatura resulta un parámetro que más influye.

Su medición permite la evaluación del resultado de pruebas dieléctricas, poniendo en evidencia eventuales alteraciones de naturaleza físico-química o bien degradamiento del dieléctrico durante las pruebas.

El factor de disipación del aislamiento de un transformador ($\tan \delta$) se obtiene por lectura directa a través de un puente capacitivo (puente de Schering), por su parte el factor de potencia se calcula a partir de los valores de factor de disipación obtenidos. Tanto el factor de disipación, como el de potencia deben asumir valores bajos, pues representan pérdidas indeseables en el aislamiento que pueden diagnosticar presencia de cavidades en esta y por ende aparición de descargas parciales.

Para el caso de los bushings del transformador, la medición de los factores de pérdida se realiza empleando distintos métodos, cuya aplicación dependerá del tipo de bushings presente. Para bushings capacitivos se realiza la medición con puentes capacitivos entre el terminal del bushings y el tap de voltaje. Para bushings no capacitivos, la medición de los factores de pérdida se lleva a cabo empleando el método del collar caliente.

Otra lectura que entrega la prueba del factor de potencia, son las capacitancias de devanados, que son una medida de cómo se encuentra el aislamiento de cada devanado. Con el conocimiento de los valores de la corriente de carga, el voltaje de prueba y la frecuencia, la capacitancia del aislamiento puede ser determinada de la siguiente manera.

$$C = \left(I \times \frac{f}{V} \right) = \frac{I}{V}$$

La capacitancia de aislamientos secos no es afectada apreciablemente por la temperatura; sin embargo, en los casos de aislamientos húmedos o contaminados, esta tiende a incrementarse con la temperatura.

Tomando en consideración que la reactancia de los aislamientos es predominantemente capacitiva y las pérdidas eléctricas reducidas, donde la magnitud de la corriente de carga puede calcularse por:

$$I_{\text{carga}} = \frac{V}{\omega C} \quad \text{ó} \quad VA = \frac{V^2}{\omega C}$$

Donde:

- I_{carga} Magnitud de corriente de carga
- V Voltaje Aplicado
- ω Frecuencia Angular ($2\pi f$)
- C Capacitancia

De las fórmulas anteriores puede determinarse la máxima capacitancia que un equipo de prueba puede aceptar para obtener mediciones confiables.

La figura 4.3 muestra el esquema básico y típico de un transformador.

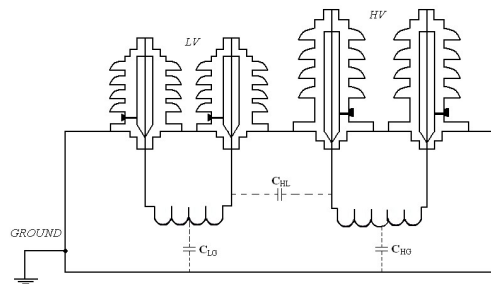


Figura 3: Esquema de capacitancias en un transformador.

Donde:

CH = Es el aislamiento entre el conductor de alto voltaje y las partes aterradas, incluyendo bushing, aislamiento de devanados, aislamiento de las partes de la estructura y aceite.

CL = Se refiere a las mismas partes y materiales entre el conductor de bajo voltaje y las partes aterradas.

CLH = Se refiere a todo el aislamiento de los devanados barreras y aceite entre los devanados de alta y baja tensión.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En general esta prueba detecta contaminación (humedad, suciedad, agentes destructivos), deterioro (envejecimiento del aislamiento, ionización), deformaciones mecánicas (cambios físicos en el aislamiento). El resultado global de la prueba de medición del factor de potencia refleja las condiciones aislantes de los devanados, cambiadores de tap's, bushings y aceite.

Modernos transformadores llenos de aceite tienen factores de potencia de menos del 0.5%, corregidos a 20°C (68°F), para devanados independientes respecto a tierra (CHG y CLG) y entre aislamiento entre devanados (CHL). El "National Grid Transformer Specification" toma como norma un factor de potencia del sistema de aislamiento que no exceda el 0.5% a 20°C. Estos valores se los especifica de mejor manera en la tabla siguiente:

Test	Porcentaje de Factor de Potencia		
	Bueno	Límite	Investigar
Devanado H	0.5 o menor	0.5 a 1.0	1.0 o mayor
Devanado X	0.5 o menor	0.5 a 1.0	1.0 o mayor
Entre devanados	0.5 o menor	0.5 a 1.0	1.0 o mayor
Bushing UST ^a	Bajo 1.0	-	-
Tanque principal de aceite, cambiador de tap, compartimiento del switch	0.5 o menos	Sobre 0.5	Reemplazar si supera 2.0
^a UST: Ungrounded specimen test ^b Usualmente para test de 10 kV			

Tabla 2: Valores de factor de Potencia en Transformadores

Las lecturas de la prueba de factor de potencia en transformadores pueden depender de ciertos factores como la temperatura y humedad. Valores aceptables de factor de potencia en transformadores suelen estar basados en valores comparativos de equipos similares, o de pruebas anteriores al mismo transformador. La tabla 4.2 muestra los valores de corrección para la prueba de factor de potencia del equipo (incluye bushing).

Los valores de capacitancias, deben ser referidos a valores históricos (valores de pruebas anteriores) además de los valores especificados por el fabricante.

Nótese que en el instante que se está realizando la prueba puede verificarse que esté correcta, simplemente comparando el resultado CHG+CHL que debe ser un valor muy cercano a la suma de los dos valores independientes CHG y CHL.

Es importante tener claro que no resulta fácil emitir un juicio acerca de un determinado valor de medición de tangente delta, cuando no se dispone de otras medidas comparativas.

Los valores de factor de potencia en el transformador, pueden interpretarse en los tres sectores de la curva de vida del transformador de distinta forma, es decir, si nos encontramos en la zona de fallos iniciales, un valor de factor de potencia elevado, podría identificarse como un error en el montaje o un defecto de fábrica del aislamiento. Si se detecta un crecimiento anormal en la etapa de operación normal del equipo, éste pudo haberse debido a fallas por factores externos, como, por ejemplo, descargas atmosféricas, etc. Si el crecimiento de éste valor se presenta cuando el transformador bordea, o ha entrado a la zona crítica, es importante complementar con estudios adicionales, debido a que el aislamiento puede verse afectado seriamente por causas de envejecimiento mismo del equipo.

FACTOR DE CORRECCIÓN DE TEMPERATURA PARA PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA DE TRANSFORMADORES				
TEMP. DEL EQUIPO °C	FACTORES			
	TRAFIO LLENO DE ASKAREL	TRANSFORMADOR DE FUERZA LLENO DE ACEITE CON RESPIRADOR O CONSERVADOR	TRANSFORMADOR DE FUERZA LLENO DE ACEITE (SELLADO Y CON COLCHÓN DE GAS)	TRANSFORMADOR DE INSTRUMENTO LLENO DE ACEITE
0	----	1.56	1.57	1.67
1	---	1.54	1.54	1.64
3	----	1.50	1.47	1.58
4	----	1.48	1.44	1.55
6	----	1.45	1.37	1.49
7	----	1.44	1.34	1.46
8	---	1.43	1.31	1.43
9	----	1.41	1.28	1.40
10	----	1.38	1.25	1.36
11	-----	1.35	1.22	1.33
12	---	1.31	1.19	1.30
13	---	1.27	1.16	1.27
14	----	1.24	1.14	1.23
15	----	1.20	1.11	1.19
16	---	1.16	1.09	1.16
17	---	1.12	1.07	1.12
18	----	1.08	1.05	1.08
19	----	1.04	1.02	1.04
20	1.00	1.00	1.00	1.00
21	0.95	0.96	0.98	0.97
22	0.90	0.91	0.96	0.93
23	0.85	0.87	0.94	0.90
24	0.81	0.83	0.92	0.86
25	0.76	0.79	0.90	0.83
26	0.72	0.76	0.88	0.80
27	0.68	0.73	0.86	0.77
28	0.64	0.70	0.84	0.74
29	0.60	0.67	0.82	0.71

TEMP. DEL EQUIPO °C	FACTORES			
	TRANSFORMADOR LLENO DE ASKAREL	TRANSFORMADOR DE FUERZA LLENO DE ACEITE CON RESPIRADOR O CONSERVADOR	TRANSFORMADOR DE FUERZA LLENO DE ACEITE (SELLADO Y CON COLCHÓN DE GAS)	TRANSFORMADOR DE INSTRUMENTO LLENO DE ACEITE
30	0.56	0.63	0.80	0.69
31	0.53	0.60	0.78	0.67
32	0.51	0.58	0.76	0.65
33	0.48	0.56	0.75	0.62
34	0.46	0.53	0.73	0.60
37	0.40	0.47	0.69	0.54
38	0.39	0.45	0.67	0.52
39	0.37	0.44	0.66	0.50
40	0.35	0.42	0.65	0.48
43	0.31	0.37	0.60	0.45
44	0.30	0.36	0.59	0.42
45	0.29	0.34	0.57	0.41
46	0.28	0.33	0.56	-----
47	0.27	0.31	0.55	-----
49	0.25	0.29	0.52	-----
50	0.24	0.28	0.51	-----
52	0.22	0.26	0.49	-----
54	0.21	0.23	0.47	-----
56	0.19	0.21	0.45	-----
58	0.18	0.19	0.43	-----
60	0.16	0.17	0.41	-----
62	0.15	0.16	0.40	-----
64	0.14	0.15	0.38	-----
68	0.13	0.13	0.35	-----
70	0.12	0.12	0.33	-----
74	0.11	0.11	0.32	-----
76	0.10	0.10	0.31	-----
78	0.09	0.09	0.30	-----
80	0.09	0.09	0.26	-----

Tabla 3: Factor de corrección en las pruebas de factor de potencia en transformadores

1.2 FACTOR DE POTENCIA, PÉRDIDAS Y CAPACITANCIA DEL BUSHING.

Un bushing, es esencialmente una serie de capacitores concéntricos entre el conductor central y el conector del soporte de tierra. La capa conductora cerca del conductor de tierra puede ser unida al terminal del tap para tener un espécimen de tres terminales.

El tap del bushing es de vital importancia como divisor de voltaje, y en diseño de alto voltaje el tap de potencial suele ser utilizado para suplantar el tap del bushing como relé y otros propósitos. En este diseño, el tap de potencial, también actúa como terminal del test de factor de potencia en bajo voltaje para el aislamiento principal del bushing C1.

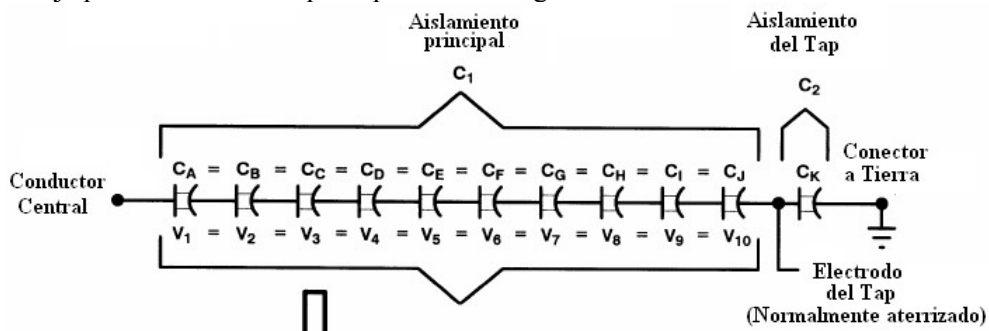


Figura 4: Comportamiento de un Bushing capacitivo

La figura anterior muestra un típico diseño de un condensador capacitor. Iguales capacitancias, CA a través de C1, producen igual distribución de voltaje desde el conductor central energizado hasta la capa y brida del condensador aterrizado

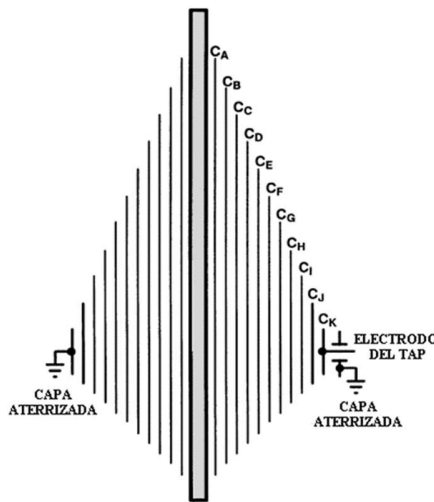


Figura 5: Distribución de capas de un Bushing capacitivo

La prueba de factor de potencia, pérdidas y capacitancia del bushing verifica el aislamiento de los bushings, además de la contaminación, deterioro y malformación de la misma porcelana), mediante la medición de sus capacitancias.

La prueba consta de realizar medición de las capacitancias C1 y C2, que se encuentran detalladas en la figura.

Al realizar la medición de la capacitancia C1, básicamente se toma lectura del estado del Aislamiento Principal Núcleo C1.

La medición de la capacitancia C2, toma lectura del estado del aislamiento del tap, aislamiento entre el núcleo y manga de tierra del bushing, parte del líquido o compuesto y parte de la porcelana cercana a la base.

Con esta parte de la prueba, se pueden detectar problemas como:

- Aterrizaje impropio de la base.
- Aislamiento del Tap rajado o contaminado
- Líquido contaminado en la cámara del bushing.

El test de Factor de Potencia en los Bushings es aplicable a aquellos que poseen toma capacitiva; como medida primordial, deberán encontrarse desenergizados, montados en el equipo donde operarán normalmente.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

El objetivo global de esta prueba es obtener información sobre el estado del aislamiento de los bushings, explicadas antes.

Las lecturas de la prueba de factor de potencia en bushings pueden depender de ciertos factores como la temperatura y humedad. Para los valores prácticos se debe corregir referenciado a una temperatura estándar, guiándonos por la tabla. Valores aceptables de factor de potencia en transformadores suelen estar basados en valores comparativos de transformadores similares, o de pruebas anteriores al mismo transformador, sin embargo, se consideran normales valores de factor de potencia por debajo de 0.5%, como se indica en la tabla.

Los resultados de la prueba tienen que ser referenciados a valores estándar de temperatura (20°C) y deberán ser corregidos mediante la utilización de la tabla que se encuentra en la tabla. Factores de potencia con valores de placa de 5 – 10% dependen del número total de capas de condensadores. Un incremento en el valor del factor de potencia, indica contaminación o deterioro del aislamiento del bushing, más aún, si el transformador se encuentra en la etapa de envejecimiento del aislamiento. Un incremento en la capacitancia, indica la posibilidad de un corto circuito en las capas de condensadores.

Un decremento en la capacitancia, indica la posibilidad de que el mango de conexión de tierra esté flojo o abierto, o una defectuosa conexión del tap de prueba.

Factores de potencia negativos, acompañados de una ligera reducción de la capacitancia, pueden darse en condiciones muy ocasionales, y pueden ser resultado desde inusuales condiciones de fugas internas y externas, resultantes de caminos de carbón.

En casos de bushings equipados con tap's exclusivos para pruebas, verificar cual es la tensión permitida para la ejecución del ensayo de aislamiento del tap, pues este es usualmente proyectado apenas con un electrodo conveniente de prueba y no es un medio para desarrollar tensiones elevadas como en el caso de tap capacitivo o de potencial. En estos casos, la medición de las capacitancias tiene que ser complementarias entre sí. Lecturas de factores de potencia para el aislamiento del tap, son generalmente alrededor del 1%, sin embargo, estos resultados deben ser comparados con resultados obtenidos en pruebas anteriores o con pruebas realizadas en bushings similares.

Para bushings con tap de potencial, la Capacitancia C2 es mucho más grande que la capacitancia C1. Para bushings con tap de factor de potencia, C1 y C2 pueden ser de la misma magnitud.

BUSHINGS												
TEMP	ABB		ASEA	BROWN BOVERI		GENERAL ELECTRIC						HAEFE
	Tipo T	Tipo O + C	Tipos AH GO 25-765 kV	Tipos CFT,CTKF 20-60 kV	Tipos CFT,CT KF 85-330 kV	Tipo B	Tipo F	Tipo L, LC, LI, LM	Tipos OF, OMI, OFM	Tipos S, SI, SIM	Tipos TandU	Tipos COT, COS, SOT
0	1.02	0.87	0.79	1.24	1.00	1.09	0.93	1.00	1.18	1.26	1.02	--
2	1.02	0.89	0.81	1.22		1.09	0.95	1.00	1.16	1.24	1.02	--
4	1.02	0.91	0.83	1.20		1.09	0.97	1.00	1.15	1.21	1.02	--
6	1.01	0.92	0.85	1.17		1.08	0.98	1.00	1.13	1.19	1.01	--
8	1.01	0.93	0.87	1.15		1.08	0.99	1.00	1.11	1.16	1.01	--
10	1.01	0.94	0.89	1.12		1.07	0.99	1.00	1.10	1.14	1.01	0.88
12	1.01	0.95	0.92	1.10		1.06	0.99	1.00	1.08	1.11	1.01	0.90
14	1.01	0.96	0.94	1.06		1.05	1.00	1.00	1.06	1.08	1.01	0.93
16	1.00	0.98	0.95	1.05		1.04	1.00	1.00	1.04	1.06	1.00	0.95
18	1.00	0.99	0.98	1.03		1.02	1.00	1.00	1.02	1.03	1.00	0.98
20	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
22	1.00	1.01	1.03	0.98		0.97	0.99	0.99	0.97	0.97	1.00	1.02
24	1.00	1.02	1.05	0.96		0.93	0.97	0.99	0.94	0.93	1.00	1.04
26	0.99	1.03	1.07	0.94		0.90	0.96	0.98	0.91	0.90	0.99	1.07
28	0.99	1.04	1.09	0.91		0.85	0.94	0.97	0.88	0.87	0.99	1.09
30	0.98	1.05	1.12	0.88		0.81	0.92	0.96	0.86	0.84	0.98	1.11
40	0.94	1.08	1.23	0.78		0.61	0.78	0.89	0.70	0.67	0.94	1.21
42	0.93	1.09	1.26	0.76		--	0.74	0.87	0.67	0.63	0.93	1.22
44	0.91	1.10	1.28	0.74		--	0.70	0.85	0.63	0.60	0.91	1.24
48	0.87	1.11	1.31	0.70		--	0.58	0.82	0.58	0.53	0.87	1.26
50	0.86	1.11	1.33	0.68		--	0.52	0.80	0.56	0.50	0.86	1.27
52	0.84	1.11	1.34	0.66		--	--	0.798	0.53	0.47	0.84	1.28
56	0.79	1.11	1.37	0.62		--	--	0.77	0.49	0.41	0.79	1.30
58	0.77	1.12	1.37	0.60		--	--	0.76	0.46	0.38	0.77	1.29
60	0.75	1.12	1.38	0.58	1.00	--	--	0.74	0.44	0.36	0.75	1.27

BUSHINGS												
TEMP (°C)	McGRAW- EDISON	MICAFI L	MICANITE INSULATORS		OHIO BRASS				PASONNI	WESTINGHOUSE		
	Tipos P, PA, PB	Tipos WTxF	25-69 kV	Mayor a 69 kV	Clase L 46-138 kV	Clase L 7.5-34.5 kV	Clase GK 15-500 kV	Clase LK 15-69 kV	Tipos PTAO 25-230 KV	Capaci tor No tipo O	Tipo O	Tipo O +
0	0.68	--	1.55	1.13	1.54	1.29	0.90	0.85	0.65	1.61	0.88	0.87
2	0.70	--	1.49	1.11	1.47	1.26	0.91	0.86	0.69	1.52	0.89	0.89
14	0.87	1.00	1.15	1.04	1.14	1.09	0.95	0.95	0.92	1.13	0.96	0.96
16	0.93	1.00	1.10	1.02	1.09	1.06	0.97	0.96	0.95	1.09	0.98	0.98
18	0.96	1.00	1.05	1.01	1.04	1.03	0.98	0.98	0.97	1.04	0.99	0.99
20	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
22	1.02		0.96	0.99	0.95	0.97	1.02	1.02	1.02	0.96	1.01	1.01
24	1.10		0.91	0.98	0.91	0.94	1.04	1.04	1.05	0.92	1.02	1.02
26	1.14		0.87	0.96	0.88	0.91	1.06	1.06	1.07	0.88	1.04	1.03
28	1.18		0.84	0.95	0.84	0.88	1.09	1.08	1.09	0.84	1.05	1.04
30	1.24		0.80	0.94	0.80	0.86	1.11	1.10	1.11	0.81	1.06	1.05
34	1.32		0.74	0.92	0.74	0.80	1.15	1.14	1.16	0.74	1.08	1.07
36	1.36	1.00	0.70	0.90	0.71	0.78	1.17	1.15	1.17	0.70	1.08	1.07
38	1.41	0.99	0.67	0.89	0.68	0.75	1.19	1.17	1.18	0.67	1.09	1.08
40	1.45	0.98	0.61	0.87	0.65	0.72	1.21	1.18	1.18	0.64	1.09	1.08
44	1.55	0.97	0.52	0.84	--	--	1.24	1.20	1.22	0.59	1.11	1.10
48	1.61	0.96	0.50	0.83	--	--	1.27	1.21	1.24	0.53	1.10	1.11
50	1.65	0.95	--	--	--	--	1.29	1.22	1.25	0.51	1.10	1.11
52	1.67	0.94	--	--	--	--	1.30	1.22	1.26	0.50	1.10	1.11
58	1.68	0.90	--	--	--	--	1.34	1.21	1.26	0.46	1.07	1.12
60	1.68	0.92	--	--	--	--	1.35	1.21	1.25	0.45	1.06	1.12

Tabla 4 Valores de corrección para pruebas de factor de potencia en bushing

1.3 MEDICIÓN DE LA CORRIENTE DE EXCITACIÓN

La corriente de excitación es la que se genera en el transformador si se aplica voltaje en los terminales del primario, cuando el secundario se encuentra abierto o sin carga.

La magnitud de la corriente de excitación, depende en parte del voltaje aplicado, del número de vueltas en el devanado, de las dimensiones del devanado, de la reluctancia y de otras condiciones tanto geométricas como eléctricas que existen en el autotransformador.

Una corriente de excitación excesiva, puede deberse a un corto circuito entre una o varias espiras del devanado, cuyo valor se adiciona a la corriente normal de excitación; también el exceso de corriente puede deberse a defectos del circuito magnético, como por ejemplo a fallas en el aislamiento de los tornillos de sujeción del núcleo, o al aislamiento entre laminación.

En un autotransformador monofásico, para la medición, es suficiente conectar directamente un amperímetro en uno de los extremos del devanado energizado.

En un autotransformador trifásico conectado en estrella, la corriente de excitación puede medirse aplicando voltaje independientemente a cada una de las fases y conectando un amperímetro en serie entre el neutro y tierra, en este caso podemos observar que la corriente de excitación correspondiente a la fase central, es menor que en las otras dos fases, debido a que la reluctancia del circuito magnético es menor.

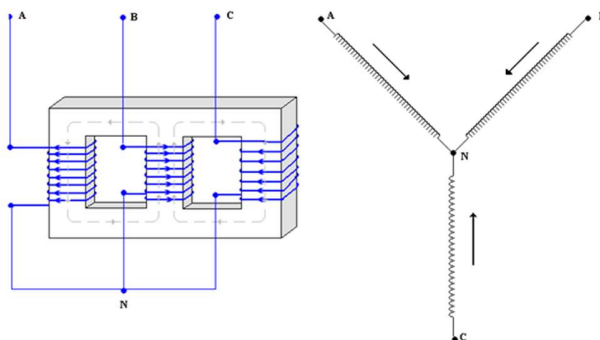


Figura 6: Conexión de un transformador en estrella

Para devanados conectados en delta, el problema para medir las corrientes de excitación de los devanados se complica, por lo cual se analiza y concluye una descripción de la distribución de flujo en el núcleo en cada una de las conexiones propuestas, así como sus efectos en la precisión de la medición.

La gráfica siguiente nos muestra la conexión básica y la forma de arrollamiento de un transformador en delta.

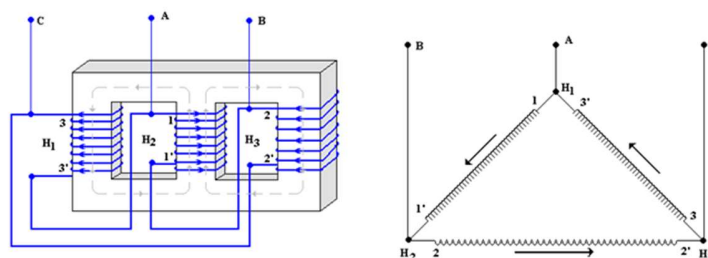


Figura 7 Conexión de un transformador en delta

Suponiendo que los voltajes aplicados a las fases A, B y C están balanceados, la corriente en cada devanado será la corriente de excitación en cada una de las columnas del núcleo, teniendo entre el

voltaje y la corriente aplicada, un ángulo muy próximo a los 90° . La suma de las corrientes en cualquier instante será igual a cero. Asimismo, la suma de los 3 voltajes también será cero. Al aplicar voltaje de prueba en uno de los devanados, la magnitud y dirección de los flujos dependerá de la magnitud del voltaje aplicado. La figura 8 muestra el flujo producido en el núcleo por la corriente de los devanados, la dirección puede determinarse fácilmente aplicando la regla de la mano derecha.

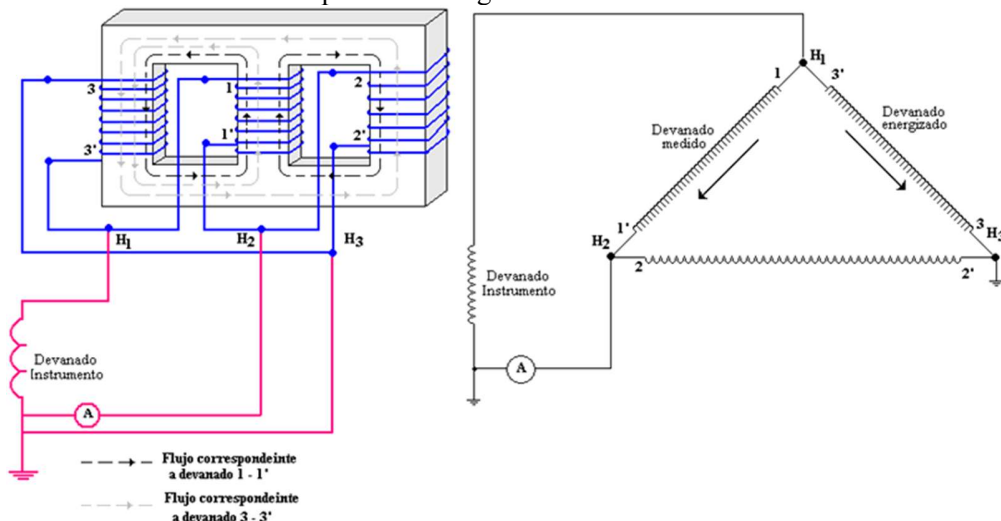


Figura 8: Forma de medición y determinación de flujo

El devanado 1-1' produce un flujo hacia arriba en la columna central del núcleo dividido por igual en las otras dos columnas. La corriente en el desenergizado 3'- 3 produce un flujo hacia abajo en la columna donde se encuentra el devanado 2 - 2', que regresa a través de las otras dos columnas. Una gran parte de este flujo va a través de la columna central, en virtud de que su trayectoria es mucho más corta que por la columna del extremo. Nótese que ambos flujos están en conjunción en las dos primeras columnas (devanados 3-3' y 1-1') siendo el coeficiente de acoplamiento de un alto valor; en la columna del devanado 2-2', los dos flujos se encuentran en oposición, por lo que el flujo resultante inducido en el devanado 2-2' en la columna es menor.

Refiriéndonos a la figura 7 anterior, en el devanado de la columna donde se encuentra el arrollamiento 2-2', el amperímetro y la tierra, constituyen una malla o circuito cerrado y circula una corriente inducida de un valor desconocido por la fuente del aparato sin pasar por el medidor. Por tales razones, la corriente medida no es la corriente total de excitación. Para la medición de la corriente de excitación, la interrelación de flujos, en los tres devanados, juega un papel de mucha importancia.

Además, debe considerarse los siguientes fenómenos:

En devanados trifásicos al aplicar el voltaje en el devanado bajo prueba se produce un flujo que a su vez inducirá otro en los devanados adyacentes. La resultante de estos últimos será prácticamente igual al flujo original o de prueba. Casi igual al de otro devanado que no está en prueba, pero que esta aterrizado en un extremo y energizado en otro.

La suma de flujos en las tres columnas deberá ser cero.

ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Esta prueba detecta:

Falla en el aislamiento del enrollamiento de los devanados.

Cortocircuito devanado-tierra por devanado aterrado.

Devanados abiertos

Resistencias altas en las conexiones del conductor.

Camino conductor entre fase y fase.

En el núcleo, detecta corrientes anormales

Aislamiento de las laminaciones del núcleo deterioradas.

La corriente de excitación, es inherente al voltaje de excitación aplicado y a las características propias de cada transformador en análisis, razón por la cual, no existen valores definidos como estándar de funcionamiento.

El análisis depende de la presencia de (*transformador con cambio automáticos de tomas*) OLTC y si la prueba es inicial o subsiguiente (debido a la corriente remanente). Cuando existe la presencia de OLTC, son evaluados los valores absolutos de la lectura y el OLTC. Cuando éste no está presente solo se evalúa los valores absolutos de la lectura.

El núcleo del transformador puede tener magnetismo residual presente como resultado de estar desconectado de la línea de poder, o como resultado de mediciones en DC en la resistencia del devanado.

El magnetismo residual da como resultado una medida más alta de una corriente normal de excitación.

No hay método completamente aceptado para distinguir entre el efecto del magnetismo residual y el efecto de un problema presente en el transformador. Sin embargo, la experiencia demuestra que, aunque un cierto magnetismo residual está casi siempre presente en la base, en la mayoría de los casos no tiene ningún efecto significativo en resultados de la prueba.

En la mayor parte de los problemas detectados usando este procedimiento, la diferencia entre las corrientes individuales de la fase, en el caso de tres transformadores monofásicos, o entre las corrientes de las fases externas de un transformador trifásico, ha excedido del 10%. Esto también se aplica al comparar con medidas anteriores.

Sin embargo, cambios más pequeños en corrientes relativas pueden también ser indicativos de los problemas asociados a la base y deben ser investigados.

Si un cambio significativo en los resultados de la prueba se observa, el único método de confianza sabido de excluir el efecto del magnetismo residual es desmagnetizar la base del transformador.

Los resultados de la prueba, deben ser comparados con los históricos del transformador, es decir, con pruebas similares realizadas anteriormente. De no existir dicho registro, se debe comparar con pruebas en transformadores de características iguales al transformador bajo prueba.

4.3.4 PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

La relación de transformación en un transformador es la relación entre el número de espiras del devanado primario con el número de espiras del devanado del secundario.

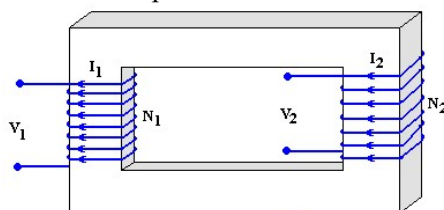


Figura 9 Modelo de Transformador

En general la ecuación fundamental de la relación entre el primario y secundario de un transformador relaciona corrientes y voltajes con la relación de transformación.

$$n = \frac{N_{\text{primario}}}{N_{\text{secundario}}} = \frac{V_{\text{primario}}}{V_{\text{secundario}}} = \frac{I_{\text{primario}}}{I_{\text{secundario}}}$$

Ésta puede variar por factores como daños físicos producidos por fallos, aislamiento deteriorado, contaminación y averías durante el transporte.

Para los transformadores que tienen cambiador de derivaciones, la relación de transformación se basa en la comparación entre el voltaje nominal de referencia del devanado respectivo contra el voltaje de operación o porcentaje de voltaje nominal al cual está referido. La relación de transformación de éstos se deberá determinar para todos los tap's y para todos los devanados.

La prueba se fundamenta en la comparación de la relación calculada a partir de los valores de placa, los resultados obtenidos en pruebas anteriores y los resultados de la medición.

Esta prueba es de extrema importancia en la determinación de defectos existentes entre espiras (cortocircuitos o circuitos abiertos) y también durante operaciones o mantenimiento en conmutadores pues entrega la indicación del cierre de los contactos y la correspondiente relación de tensiones.

ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Esta prueba detecta cortocircuitos o circuitos abiertos en el enrollamiento de los devanados, problemas con las conexiones del cambiador de tap's, y además sirve para confirmar las relaciones de los datos de placa.

Una vez registrados todos los valores de las relaciones de transformación experimentales y las teóricas, se calcula el porcentaje de error entre los valores obtenidos y los datos teóricos. Es muy importante saber que: para autotransformadores o transformadores nuevos, el porcentaje de error no debe ser mayor al 0.5%; mientras que, para autotransformadores en uso durante un período de 5 a 10 años, el porcentaje de error puede llegar hasta el 1.0%. Valores superiores a este, puede llevar a la determinación de algún deterioro de las características magnéticas del núcleo del transformador e incluso un deterioro de las bobinas que conforman al equipo o espécimen probado. Para transformadores trifásicos, conectados en Estrella (Y), el rango de error se lo refiere al voltaje fase-neutro.

1.5 PRUEBA DE RESISTENCIA DE DEVANADOS

Los puntos con alta resistencia en partes de conducción, son fuente de problemas en los circuitos eléctricos, ya que originan caídas de voltaje, fuentes de calor, pérdidas de potencia.

La resistencia óhmica de un devanado se determina mediante el uso de dos principios básicos, que utilizan una fuente de corriente directa.

Principio del puente: Que compara la resistencia a ser medida con resistencias determinadas (patrones).

Principio de caída de tensión: aplicación directa de la Ley de Ohm

$$R = \frac{V}{I}$$

Los métodos más usados para esta medición son:

Puente de Kelvin para medir resistencias desde 0.0001 a 110 Ohmios, con error de 0.3 hasta 1%.

Puente de Wheastone para medir resistencias de 0.001 hasta 1 Megaohmio.

Método de Voltímetro – Amperímetro para cualquier gama de resistencias

Este método está sujeto siempre a tener unos valores de referencia con el fin de dimensionar de una forma correcta los equipos (Amperímetro, Voltímetro y Fuente).

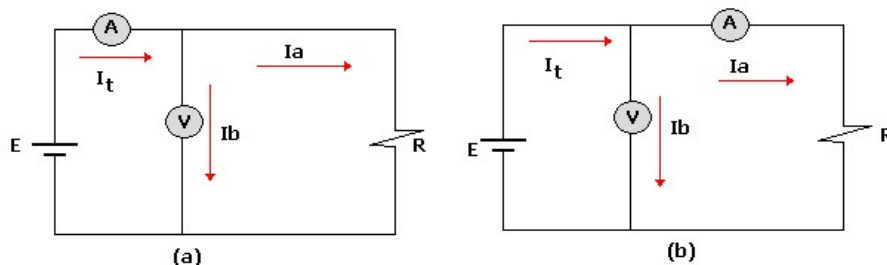


Figura 10: Medición de resistencia de devanado

La figura 10 (a), describe una conexión Voltímetro Amperímetro usada para medir resistencias. Nótese que va a existir un error por exceso, debiendo ser empleado para medir resistencias mucho mayores que la del amperímetro

La figura 10 (b), resulta un error por defecto, debiendo emplearse para medir resistencias mucho menores que la del voltímetro.

ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Esta prueba detecta:

- Conexiones flojas.
- Caminos conductores abiertos.
- Alta resistencia de contactos en los cambiadores de tap's.

En todos estos casos existirá una variación definida del valor de resistencia de devanados considerada como normal.

En devanados trifásicos debe existir equilibrio en los valores de resistencia óhmica por fase, así como una proporcionalidad en los valores entre derivaciones, que indicará no haber influencia de resistencias adicionales.

Además, se puede hacer una comparación de los resultados obtenidos en las pruebas de aceptación en fábrica o en mantenimientos anteriores, con los obtenidos debiendo tomarse en cuenta condiciones climáticas semejantes.

Si se tiene la presencia de un bobinado trifásico conectado en delta abierto, uno de los valores obtenidos será aproximadamente igual al doble de cada uno de los otros valores medidos. Por el contrario, si se tiene un bobinado trifásico en delta o estrella con cortocircuito entre espiras de un devanado, en dicho devanado se aprecia una notable disminución de su valor óhmico. Una lectura menor que las otros dos iguales puede ser indicación de cortocircuito

Para devanados monofásicos el criterio para el análisis es similar, sin embargo, es necesario tener resultados de pruebas anteriores o pruebas en unidades semejantes para que se puedan hacer las comparaciones debidas.

Para la realización de pruebas, es importante tener valores de temperatura, que serán calculados mediante la fórmula siguiente:

$$R_s = R_m + \frac{T_s + T_k}{T_m + T_k}$$

Donde:

- Rs Resistencia a un factor de referencia de temperatura
- Rm Actual medición de resistencia
- Ts Factor de referencia de temperatura
- Tm Temperatura a la que se realiza las mediciones
- Yk Constante particular del metal del devanado, 234,5°C para Cu. y 225°C para Al.

Valores que no excedan el 5% en relación con las comparaciones, son aceptadas para este tipo de prueba. Para el análisis en la etapa final de la vida del transformador, se puede aceptar hasta un 7 %, debiendo analizar una disminución de carga en el transformador.

1.6 PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Para la medición de la resistencia de aislamiento que es la resistencia mínima soportable en operación del aislamiento, se aplica el mismo criterio que en la medición de resistencia de los devanados.

Aplicando tensión continua entre bobinados, bobinados respecto a tierra y núcleo, se obtiene los valores de la resistencia del aislamiento.

A más de la prueba de Resistencia de Aislamiento, existen dos índices que aportan con información para incrementar la exactitud de dicha prueba.

Índice de Polarización. Con la finalidad de incrementar la exactitud del estado de prueba de los aislamientos de un transformador, y en el caso de que no sea suficiente con la prueba de resistencia de aislamiento se realiza el cálculo del índice de polarización.

La relación de índice de polarización es la división de las lecturas de las resistencias de aislamiento obtenidas en 10 minutos y 1 minuto.

$$\text{Índice de polarización} = \frac{\text{Resistencia de aislamiento}_{10 \text{ minutos}}}{\text{Resistencia de aislamiento}_{60 \text{ segundos}}}$$

Índice de Absorción: A más del índice de polarización, es factible utilizar el índice de absorción para proporcionar de mayor exactitud las pruebas anteriores.

La relación de índice de absorción es la división de las lecturas de las resistencias de aislamiento obtenidas en 1 minuto y 30 segundos.

$$\text{Índice de polarización} = \frac{\text{Resistencia de aislamiento}_{60 \text{ segundos}}}{\text{Resistencia de aislamiento}_{30 \text{ segundos}}}$$

Los valores de la prueba de resistencia de aislamiento aunado con los valores de índice de polaridad y de absorción, dan una clara referencia del estado del aislamiento en un transformador.

ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Esta prueba detecta:

- Problemas severos con el sistema de aislamiento.
- Seguridad en el aislamiento del núcleo y de los devanados.
- Núcleo múltiplemente aterrizado.

Los valores que resulten de la prueba de resistencia de aislamiento, deben ser comparados con registros históricos, en condiciones atmosféricas similares, tomando en consideración que diferencias entre estos valores muy excesivas, resaltan un deterioro o contaminación del aislamiento. Otro dato de gran importancia en pruebas individuales es el índice de polarización y de absorción.

Para estos índices se consideran valores normales aquellos superiores a 2 para el de polarización y superiores a 1.25 para el de absorción, valores que son adoptados para equipos nuevos. Para equipos usados, difícilmente se alcanzan. Índices menores que 1 indican problemas serios en el aislamiento del equipo.

No existe valor mínimo patrón establecido, sin embargo, para casos en que no existen resultados comparativos anteriores, se aconseja usar uno de los obtenidos por las siguientes fórmulas:

Fórmula empírica, basada en las experiencias del fabricante del MEGGER (James Biddle)

$$R = \frac{CE}{\sqrt{kVA}} \text{ (M}\Omega\text{)}$$

Donde:

R= Resistencia numérica a 20°C del aislamiento medido en 1 minuto del devanado a tierra con los otros a guardar o de devanado a devanado con la carcasa a guarda

C= Constante para medidas a 20°C, 1,5 para transformadores en aceite 30 para transformadores secos o llenos de compuesto.

kVA= Potencia nominal del devanado en prueba

E= Tensión nominal en voltios del devanado en prueba.

Esta fórmula es para transformadores monofásicos, para transformadores trifásico se tiene

$$R = \frac{E}{\sqrt{kVA}} \text{ (M}\Omega\text{)}$$

Donde:

E= Tensión nominal de uno de los devanados (fase-fase para conexión en delta y fase-neutro para conexión en estrella)

kVA= Potencia nominal del devanado trifásico completo en prueba.

De acuerdo a la IEEE:

$$R = \frac{V}{kVA+1000} \text{ (M}\Omega\text{)}$$

Donde:

V= Tensión nominal en voltios del devanado en prueba o el mayor valor entre tensiones nominales de los devanados ensayados.

kVA= Potencia nominal del transformador

Los valores resultantes tendrán que referírseles a valores estándar referidos a una temperatura de 20°C, como se muestra en la tabla siguiente.

Es recomendable realizar para cada una de las conexiones (entre devanados y devanados tierra), las curvas que indican la variación de la resistencia con el tiempo para poder iniciar el análisis de los valores obtenidos:

Curvas que presenten una estabilización del valor de la resistencia de aislamiento entre los 3 primeros minutos de prueba, indicarán un equilibrio de la característica de absorción sobre la de conducción; debido a pequeñas resistencias de dispersión presentes en el interior del autotransformador, ya sea por deterioro creciente del aislamiento o del aceite.

Curvas cuyos valores muestren un crecimiento constante durante los 10 minutos de duración de la prueba, indicarán características saludables tanto del aislamiento de los devanados, así como del aceite aislante.

ACTOR DE CORRECCION DE TEMPERATURA PARA LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE AUTOTRANSFORMADORES EN ACEITE							
Temp. Equipo (°C)	Factor	Temp. Equipo (°C)	Factor	Temp. Equipo (°C)	Factor	Temp. Equipo (°C)	Factor
0	0.250	24	1.310	48	6.85	72	36.40
1	0.270	25	1.400	49	7.35	73	39.60
2	0.290	26	1.510	50	7.85	74	41.70
3	0.310	27	1.680	51	8.35	75	44.70
4	0.334	28	1.73	52	9.10	76	48.73
5	0.360	29	1.84	53	9.70	77	52.20
6	0.380	30	1.98	54	10.40	78	56.00
7	0.410	31	2.12	55	11.20	79	59.60
8	0.440	32	2.28	56	12.05	80	63.75
9	0.470	33	2.44	57	12.90		
10	0.500	34	2.62	58	13.80		
11	0.540	35	2.80	59	14.85		
12	0.580	36	3.00	60	15.85		
13	0.620	37	3.22	61	17.00		
14	0.665	38	3.44	62	18.20		
15	0.704	39	3.70	63	19.50		
16	0.765	40	3.95	64	21.00		
17	0.820	41	4.25	65	22.40		
18	0.875	42	4.50	66	24.20		
19	0.935	43	4.85	67	25.80		
20	1.000	44	5.22	68	27.70		
21	1.065	45	5.60	69	29.60		
22	1.145	46	5.98	70	31.75		
23	1.230	47	6.40	71	34.00		

Tabla 5: Factor de corrección para pruebas de resistencia de aislamiento

1.7 PRUEBA DE IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO (IEEE STD. 62-1995)

La impedancia de cortocircuito en transformadores de potencia, puede ser medida en ocasiones como prueba de sitio, y ser comparada con valores de placa o valores de pruebas de fábrica.

Ésta es usada para detectar movimientos en los devanados que pueden ocurrir desde que fueron realizadas las pruebas de fábrica. Los movimientos en los devanados, usualmente ocurren debido a una fuerte corriente de falla o a un daño mecánico durante la transportación o instalación del equipo.

Un método conveniente para medir la impedancia de cortocircuito es el método de voltímetro amperímetro. Es un método que puede utilizarse la mayor parte de transformadores tanto monofásicos como trifásicos. Básicamente consiste en conectar al transformador en cortocircuito por uno de los dos arrollamientos, aplicando al otro lado una tensión reducida hasta que pase por este lado del transformador la corriente nominal a través de la impedancia. La corriente y el voltaje son medidas simultáneamente. La impedancia es dada por la relación entre la medición del voltaje y la corriente.

ANÁLISIS DE RESULTADOS.

El objeto de esta prueba es determinar movimientos o defectos en los arrollamientos del transformador, ya sea por fallas o movimientos en el transporte.

Un cambio en la impedancia de cortocircuito, del transformador indica un posible movimiento de los devanados dentro del transformador. Usando mediciones con 0.5% de exactitud, cambios del $\pm 2\%$ de impedancia de cortocircuito son usualmente considerados cambios no significativos. Cambios de más del $\pm 3\%$ de impedancia de cortocircuito deben tomarse muy en cuenta.

1.8 PRUEBA DE HUMEDAD RESIDUAL (IEEE STD. 62-1995)

La humedad dentro de un transformador, afecta su comportamiento, de la siguiente manera:

- Promueve descargas parciales.
- Puede generar burbujas
- Disminuye considerablemente la rigidez dieléctrica
- Envejece prematuramente el aislamiento sólido.

Aunque la humedad del aceite es importante y debe mantenerse lo más baja que sea posible, lo verdaderamente importante es la acumulación de agua en el aislamiento sólido del transformador. Dichos aislamientos están compuestos principalmente por papel, cartón y madera, siendo el predominante el papel Kraft y Cartón prensado.

La humedad residual es la cantidad de agua expresada en porcentaje del peso total de los aislamientos sólidos que permanece en ellos al final de un proceso de secado.

La figura muestra curvas de equilibrio que relacionan el contenido absoluto de humedad del aceite con el contenido de agua en el papel. La utilización de estas curvas implica que el transformador se encuentra en equilibrio térmico.

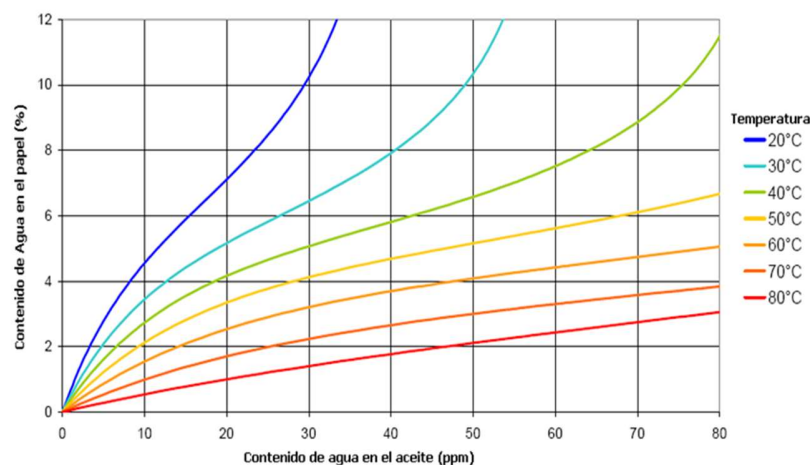


Figura 11 Curvas de equilibrio en base al contenido de agua en el aceite

ANÁLISIS DE RESULTADOS.

El objeto de esta prueba es la determinación del estado del aislamiento sólido del transformador, en el aspecto de acumulación de humedad, es decir cuánta humedad existe en el aislamiento sólido del transformador.

Con la presencia de humedad, la capacidad dieléctrica del aceite disminuye. Es un gran indicador de la degradación de las propiedades mecánicas de la celulosa (componente inherente de los aislantes sólidos).

La experiencia de grandes fabricantes de autotransformadores de potencia, recomienda la necesidad de que el secado de este equipo sea menor de 0.5% de humedad residual.

El contenido de humedad de 0.2 a 0.3% es un buen valor de trabajo.

Humedad residual debajo de 0.1% además de ser una condición difícil de obtener, no es recomendable por los efectos en el papel mismo y la posible pérdida de vida del aislamiento. Concluyendo, tomaremos como norma, los siguientes valores de % de humedad residual en el transformador

CLASE	HUMEDAD RESIDUAL EN %	
	MINIMO	MÁXIMO
69 KV	0.40	0.50
115 KV	0.30	0.40
230 KV	0.20	0.30

Tabla 6 Valores de humedad residual aceptable

2 PRUEBAS EN ACEITES AISLANTES

Los aceites aislantes son producto de la destilación del petróleo crudo, obtenidos de tal manera que deban reunir ciertas características físicas especiales en lo referente a viscosidad, temperatura de escurrimiento, punto de inflamación, peso específico, etc., y propiedades eléctricas que sean idóneas para su utilización adecuada en los diversos equipos de potencia y de distribución.

Existen fundamentalmente dos tipos de crudos básicos para la obtención del aceite aislante, los de base nafténica y los de base parafínica. Puesto que el aceite aislante es una mezcla de hidrocarburos, se le llama de base parafínica al que contenga más de un 50% de hidrocarburos parafínicos.

Los tres grupos principales de compuestos que forman un aceite aislante son los nafténicos, parafínicos y aromáticos; variando el porcentaje de cada uno de ellos, dependiendo del crudo básico y del proceso de refinación. Otros pequeños porcentajes de compuestos son azufre, oxígeno y nitrógeno (compuestos polares) los cuales influyen en la inestabilidad a la oxidación del aceite.

Los hidrocarburos aromáticos son más estables desde el punto de vista eléctrico y presentan una menor tendencia a gasificarse, que los del tipo parafínico. En cambio, los nafténicos tienen mayor estabilidad con el aumento de la temperatura y un bajo punto de congelación; ideal para usarlos en ambientes de muy baja temperatura ambiente.

El aceite dentro de los equipos eléctricos, como se mencionó anteriormente, cumple con varias funciones principales: medio aislante, medio refrigerante (disipador de calor), en el caso de transformadores y medio extintor del arco en el caso de los interruptores de potencia.

2.1 PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE (IEEE STD. 62-1995)

Para la ejecución de la prueba de rigidez dieléctrica de un aceite, las normas ASTM poseen dos métodos:

- **Método D-877.** Este método emplea una cuba con dos electrodos de disco plano, espaciados entre sí una distancia de 0.1" y con una tasa de crecimiento de voltaje de 3 KV/seg.
- **Método D-1816.** Este método emplea una cuba con dos electrodos semiesféricos, espaciados entre sí una distancia de 0.04" o 0.08" y con una tasa de crecimiento de 0.5 KV/seg.

Las especificaciones de estos métodos con respecto a los electrodos pueden verse en las normas ASTM, figura 12 en el volumen con título "Electrical Insulating Liquids and Gases; Electrical Protective Equipment.

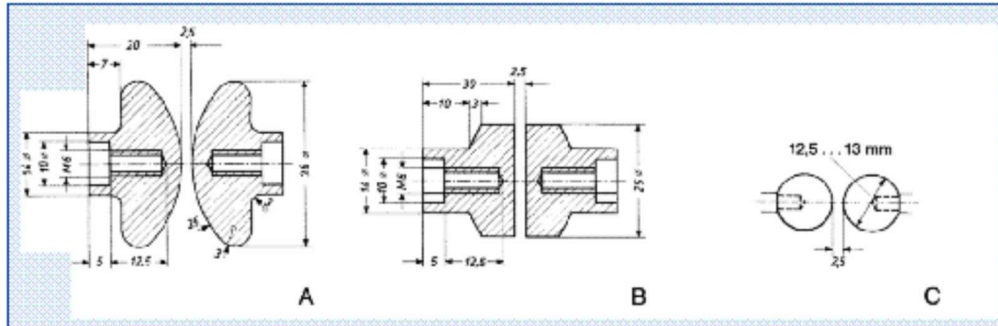


Figura 12 Dimensiones de diferentes formas de electrodos (cotas en mm)

A: electrodo VDE

B: electrodo ASTM

C: electrodo BS

Para la ejecución de esta prueba se puede utilizar cualquier Medidor de Rigidez dieléctrica cuyos principales (transformador, equipo de componentes interrupción, voltímetro y cuba) cumplan con los requerimientos de los métodos antes citados

Parte de la energía eléctrica que circula por un transformador se transforma como pérdidas por calor en el circuito magnético y en los devanados. Este calor se transmite a un medio refrigerante antes de que los aislamientos sólidos lleguen a temperaturas excesivas y peligrosas.

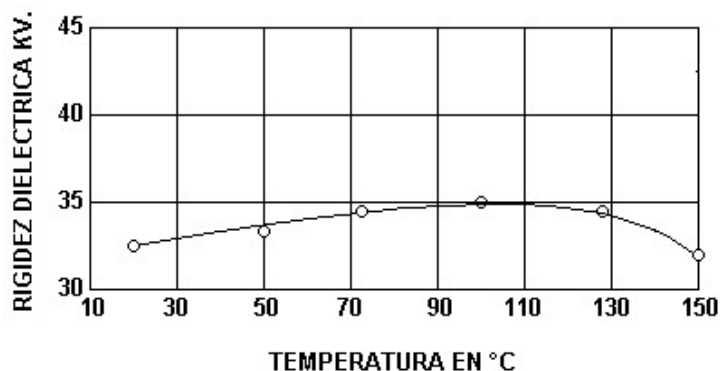


Figura 13 Rigidez dieléctrica en función a la temperatura

La resistencia de aislamiento del aceite, se degrada con el tiempo, razón por la cual, es imperioso que periódicamente se examine sus características a fin de evitar las averías y pérdidas de los equipos. La rigidez dieléctrica o tensión de perforación es la tensión que produce un arco eléctrico

permanente entre dos electrodos bien definidos separados 25mm, sumergidos en aceite a 20°C. Se expresa en kV/cm.

La rigidez dieléctrica orienta sobre la capacidad aislante del aceite, así como de la presencia en el mismo de impurezas tales como agua, lodos, polvo, gases, etc.

La presencia de impurezas disminuye la rigidez dieléctrica de un aceite. Las impurezas facilitan el paso de la corriente a través del aceite, especialmente las que llevan agua en disolución, tales como fibras de papel, gotas de polvo.

No ocurre lo mismo con el agua disuelta en el aceite, que no afecta a esta propiedad.

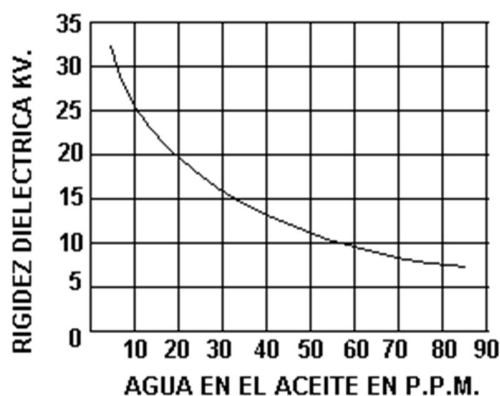


Figura 14 Rigidez dieléctrica en función del contenido de agua

Un alto valor de rigidez dieléctrica no indica, sin embargo, la ausencia de todos los contaminantes. Indica solamente que la concentración de contaminantes, presentes en el líquido y entre los electrodos de prueba, no es tan grande como para afectar adversamente la rigidez dieléctrica del aceite.

En general, se puede afirmar que la rigidez dieléctrica, mide la presencia de agua y de sólidos en suspensión. Es un indicativo de buen manejo y uso del aceite de un determinado equipo.

Un aceite en malas condiciones, afecta también al papel aislante impregnado y sumergido en dicho aceite.

ANÁLISIS DE RESULTADOS.

La prueba de rigidez dieléctrica entrega información sobre la capacidad aislante del aceite, así como de la presencia en el mismo de impurezas tales como agua, lodos, polvo, gases, etc. La rigidez dieléctrica (voltaje al cual el aceite se vuelve conductor), disminuye por la presencia de los factores mencionados.

La prueba de la rigidez dieléctrica del aceite tiene como objetivo determinar los esfuerzos eléctricos en KV; que puede soportar sin que llegue a deteriorarse, revela si existe o no la presencia de partículas sólidas o materiales insolubles tales como fibra y agua en estado libre en forma de suspensión en el aceite. Su valor es prácticamente independiente del estado químico del aceite. Sin embargo, no da ninguna indicación acerca del envejecimiento, y así un aceite muy envejecido puede alcanzar altos valores de rigidez dieléctrica

Para la realización de esta prueba, se puede seguir dos normas bien definidas, las cuales se diferencian esencialmente en el tipo de electrodos que se usan para el efecto.

Dichas normas son: ASTM D-877 y ASTM D-1816. La primera, es para aceites minerales, y la segunda sirve además para realizar las pruebas en líquidos Sintéticos.

NORMA	VALOR DE RIGIDEZ DIELECTRICA PERMISIBLE
ASTM D877	Aceites usados: 25 KV mínimo
	Aceites nuevos: 35 KV mínimo
ASTM D1816	Aceites usados: 20 KV mínimo
	Aceites nuevos: 30 KV mínimo

Tabla 7 Valores permisibles de Rigidez Dieléctrica según norma

En general, la siguiente tabla muestra los valores de rigidez dieléctrica permisibles para diferentes condiciones de aceite.

Condición del Aceite	Valor de rigidez dieléctrica permisible
Aceites degradados y contaminados	10 a 20 KV
Aceites carbonizados no degradados	20 a 33 KV
Aceite nuevo sin desgasificar	33 a 40 KV
Aceite nuevo desgasificado	40 a 50 KV
Aceite regenerado	50 a 60 KV

Tabla 8 Valores permisibles de Rigidez Dieléctrica según condición del aceite

La exigencia del cumplimiento de los valores mínimos es más imperante tratándose de equipos con tensiones nominales de operación superiores a los 133KV.

Valores de rigidez dieléctrica que se encuentren fuera del rango descrito en las tablas anteriores, pueden ser consecuencia de algún deterioro en el líquido aislante, y debe ponerse bajo consideración un reacondicionamiento del mismo.

2.2 PRUEBA DE ACIDEZ DEL ACEITE (IEEE STD. 62-1995)

La acidez o número de neutralización, es el nivel de deterioro por la oxidación del aceite debido a la formación de ácidos orgánicos. Alcoholes, acetonas, peróxidos, aldehídos, jabones, epóxicos y fundamentalmente ácidos son directamente responsables de la formación de lodos, proceso que se acelera con la presencia de tensiones eléctricas. Estos ácidos también reaccionan con los metales del transformador y forman otro tipo de lodos. También ataca la celulosa y acelera la degradación del aislamiento. El número de neutralización, es la cantidad de Hidróxido de Potasio (KOH) que se requiere para neutralizar el contenido de ácido en 1 gramo (gr.) de aceite del transformador. En transformadores nuevos, el contenido de ácido es prácticamente nulo. Mientras más alto es el número de neutralización, más ácido es el aceite.

Básicamente la prueba consiste en titular con hidróxido de potasio una muestra de aceite, usando como indicador fenolftaleína y un solvente adecuado (alcohol desnaturalizado).

Dos de las consecuencias más importantes que la formación de lodos puede acarrear, son, la pérdida de la capacidad de disipar el calor, debido a la obstrucción de los radiadores por acumulación de lodos, y la pérdida de resistencia mecánica del sistema de aislamiento sólido.

Los datos de la prueba indican que la acidez es proporcional a la cantidad de oxígeno absorbido por el líquido. Por lo tanto, diferentes transformadores, pueden tomar diferentes períodos de

tiempo antes de que el lodo empiece a aparecer. Así, transformadores con acceso libre de aire suelen presentar formaciones lodosas antes que los transformadores con conservador.

ANÁLISIS DE RESULTADOS.

En general la prueba de acidez es un indicador de la cantidad de sedimentación lodosa que se encuentra en el aceite aislante. Por ende, es un buen indicio de presencia de oxidación.

La siguiente curva muestra una comparación entre el valor de acidez y los años en servicio del transformador.

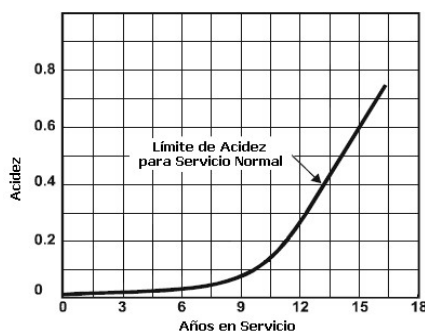


Figura 15 Límites de acidez en función de los años de servicio.

Un valor aceptable de acidez de aceite nuevo, oscila entre 0.03 mg. KOH/gr de aislante y 0.07 mg. KOH/gr de aislante, pero estos valores serán referidos en la tabla posterior.

Como se observa en la gráfica, la aparición de sedimentación lodosa, en el transformador, o el límite de acidez para un servicio normal, se da al alcanzar un valor de 0.4. Por lo tanto, es obvio que se debe realizar una regeneración del aceite antes de llegar a este punto, generalmente cuando se ha alcanzado un valor de 0.2 mgr KOH/gr. aceite.

Tipo de Aceite	Voltaje (kV)	Acidez (mg KOH/g, max)
Aceite Nuevo		0.03
Aceite con tiempo de servicio Aceite con condiciones para continuar en uso.	<69	0.2
	69 – 288	0.2
	>345	0.1
Aceite con tiempo de servicio Aceite que requiere solo reacondicionamiento para		0.2
Aceite con tiempo de servicio Aceite en mal estado.		0.5

Tabla 9 Valor de acidez permisible según condición del aceite

Como en las otras pruebas de aceite, la decisión no debe ser basada solamente en los resultados obtenidos en una prueba, pero se debe tomar en cuenta el incremento de acidez en el aceite cada año.

2.3 PRUEBA DE COLOR DEL ACEITE (IEEE STD. 62-1995)

El color del aceite es un indicativo del estado del mismo. Dos son los elementos principalmente responsables por el color del aceite: uno es el aceite base, el color del aceite varía de un ámbar claro y brillante a un color pardo oscuro dependiendo del corte de extracción y el origen del crudo refinado.

Los cambios en intensidad de color u oscurecimiento generalmente están asociados con el contenido de azufre y otras impurezas aromáticas; mientras mayor sea el contenido de impureza más oscuro será el aceite; igualmente a mayor viscosidad más oscuro se torna el color del aceite básico.

El otro factor importante es el paquete de aditivos utilizado. Los aditivos tienen como función primordial fortalecer las propiedades del aceite y proteger las partes del equipo a ser lubricado. Algunos de los aditivos que conforman el paquete son determinantes en el color del aceite final, específicamente aquellos que contienen azufre, como es el caso de los aditivos detergentes e inhibidores a la corrosión y a la oxidación.

ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Esta prueba es desarrollada para indicar cambios relativos en el aceite durante su uso. El color es expresado mediante un valor numérico (también de una descripción del color) basada en una comparación con una serie de colores estándar. Sin embargo, no puede decirse que exista una directa correlación entre el cambio de color y un problema en el aceite.

Existen cambios normalmente después de un largo período de uso. Un rápido incremento en el número de color, suele ser un indicativo de un dramático cambio en la condición de operación y generalmente son precedidas de otros indicadores de problemas. Un número de color alto ocurre cuando existe presencia de contaminación o deterioro o a su vez la presencia de ambos. Los valores con una descripción de colores, se encuentran detallados en la siguiente tabla.

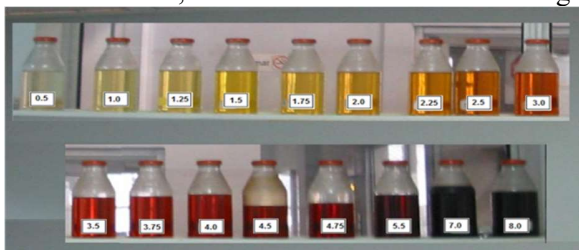


Figura 16 Muestra de color del aceite

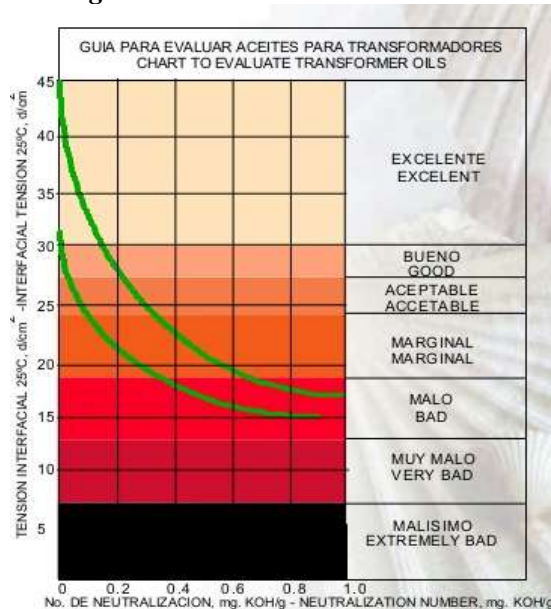


Figura 17 Guía para evaluar aceites para transformador

Número Comparador de Color	Color*	Condición del Aceite
0.0 – 0.5	Claro	Aceite Nuevo
0.5 – 1.0	Amarillo pálido	Buen Aceite
1.0 – 2.5	Amarillo	Aceite con tiempo de servicio
2.5 – 4.0	Amarillo brillante	Condiciones marginales
4.0 – 5.5	Ámbar	Mala condición
5.5 – 7.0	Marrón	Condición crítica (necesita regeneración)
7.0 – 8.5	Marrón oscuro	Condición extrema (necesita ser cambiado)

Tabla 10 Cuantificación del color de aceite según Norma ASTM D1524-84

2.4 PRUEBA DE TENSIÓN INTERFACIAL DEL ACEITE (IEEE STD. 62-1995)

Se llama tensión interfacial a la energía libre existente en la zona de contacto de dos líquidos inmiscibles. Esta energía es consecuencia de las tensiones superficiales de los dos líquidos, y evita que se emulsiones espontáneamente.

En el caso de los aceites aislantes, la tensión interfacial es un indicativo de la capacidad aislante del aceite. Con el paso del tiempo, y debido a la combinación de calor, campos eléctricos, agua y oxígeno se van generando compuestos polares en el aceite que afectan a su capacidad aislante, ya que estos compuestos facilitan el paso de la corriente eléctrica a través del aceite. Los compuestos polares se van acumulando y afectan a la tensión interfacial, reduciéndola. Esta reducción facilita que el agua y otros contaminantes se emulsionen con el aceite, aumentando su conductividad. Este aumento de la conductividad del aceite conlleva que el calor disipado por éste sea menor, lo que facilita a su vez la degradación del mismo y la acumulación de contaminantes insolubles, que forman lodos. El valor de la tensión interfacial, comparado con el del aceite nuevo, nos da una indicación bastante precisa de la capacidad aislante del aceite.

ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Los resultados de la prueba indican el grado de variación de capacidad de aislamiento del aceite (por envejecimiento, nivel de oxidación y presencia de impurezas) y por ende la degradación del mismo.

Cuando la tensión interfacial está debajo de 22 dinas/cm; puede ser indicativo de que es inminente o se ha iniciado ya la precipitación de lodos en un aceite en operación

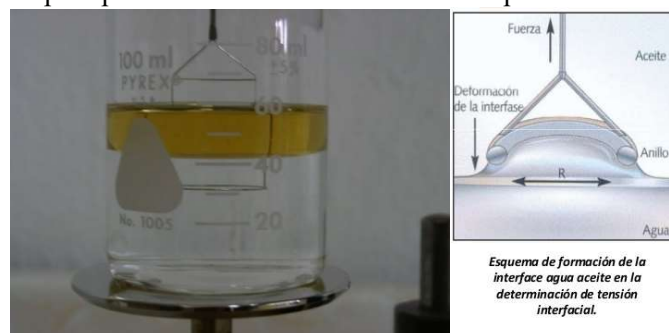


Figura 18 Tensión Interfacial en el Aceite dieléctrico

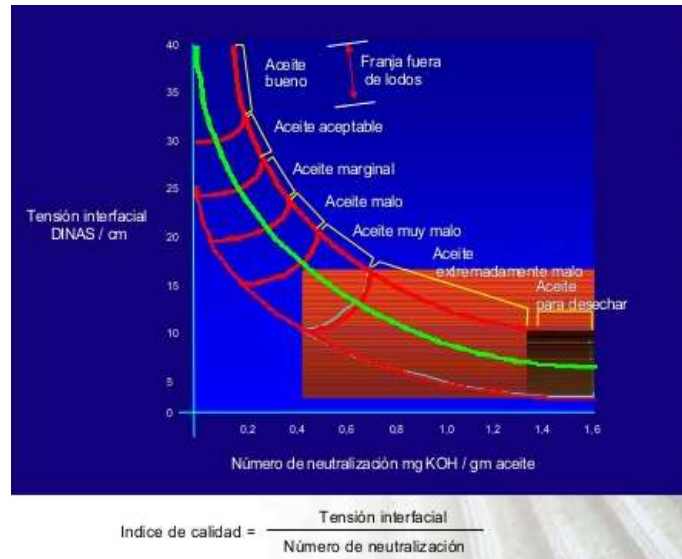


Figura 19 Índice de calidad Tensión interfacial vs Numero de neutralización

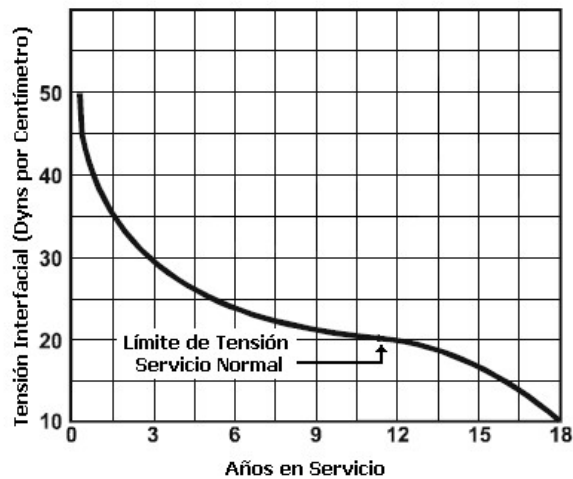


Figura 20 Tensión interfacial en función a los años de servicio del equipo

Debido a que la acumulación de contaminantes y productos de la degradación del aceite hacen bajar el valor de la tensión interfacial (como se muestra en la figura), este valor, comparado con el del aceite nuevo, nos da una indicación del grado de envejecimiento del aceite, de su nivel de oxidación, y de la presencia de impurezas. En el aceite nuevo y sin aditivos, la tensión interfacial tiene un valor de entre 40 y 45 dinas/cm, que con el uso de aditivos puede bajar a 25-30 dinas/cm. En la tabla posterior aclara los rangos de tensión interfacial para aceites aislantes.

ACEITES	Voltaje (kV)	Tensión Interfacial
Aceite Nuevo		40
Aceite Nuevo recibido en equipo nuevo		35
Aceite Nuevo después del llenado y reposado, antes de la		35
Aceite con tiempo de servicio – Aceite con condiciones para continuar en uso.	<69	24
	69 – 288	26
	>345	30
Aceite a ser reacondicionado – Aceite que requiere solo reacondicionamiento para un futuro servicio		24
Aceite a ser reacondicionado – Aceite en malas condiciones		16

Tabla 11 Valor permisibles de tensión interfacial en base a la condición del aceite

2.5 PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA EN ACEITES (IEEE STD. 62-1995)

El factor de potencia de líquido aislante, es el coseno del ángulo de fase entre el voltaje sinusoidal aplicado y la corriente resultante. El factor de potencia indica las pérdidas dieléctricas en el líquido y por consiguiente su calentamiento.

ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Normalmente, un aceite nuevo, seco y desgasificado alcanza valores de factor de potencia de 0.05% relacionado a 20°C. Un alto valor de factor de potencia indica deterioro o contaminación con humedad, carbón o materiales conductores, barniz, jabón sódico, compuestos asfálticos o deterioro de productos aislantes. Cuando hay presencia de carbón o compuestos asfálticos en el aceite estos le causan decoloración.

La presencia de carbón en el aceite no necesariamente es causa de un incremento de factor de potencia a menos que también haya presencia de humedad. Un aceite con un valor de factor de potencia de 0.05% a 20 grados centígrados, es usualmente considerado satisfactorio para operación. Un aceite con valor de factor de potencia de 0.05% y 2% a 20 grados centígrados debe ser considerado como riesgoso y ser investigado y en todo caso regenerarlo o reemplazarlo.

Como regla general se le recomienda lo siguiente:

TIPO DE ACEITE	Voltaje (kV)	% Factor de Potencia a 20°C
Aceite Nuevo		0.05
Aceite Nuevo recibido en equipo nuevo		0.15
Aceite Nuevo después del llenado y reposado, antes de la energización	<69	0.10
	69 – 230	0.10
	>230	0.10
Aceite con tiempo de servicio – Aceite con condiciones para continuar en uso.	<69	0.5
	69 – 288	0.5
	≥345	0.5
Aceite con tiempo de servicio – Aceite que requiere solo reacondicionamiento para futuro servicio.	<69	0.5
	69 – 288	0.5
	≥345	0.3
Aceite con tiempo de servicio – Aceite en mal estado	<69	1.0
	69 – 288	0.7
	≥345	0.3

Tabla 12 Valor permisibles del factor de potencia de aceite en base a su condición

FACTOR DE CORRECCIÓN DE TEMPERATURA PARA FACTOR DE POTENCIA DE ACEITE AISLANTE			
TEMPERATURA DE LA MUESTRA EN °C	FACTOR DE CORRECCIÓN	TEMPERATURA DE LA MUESTRA EN °C	FACTOR DE CORRECCIÓN
0	1.56	33	0.56
1	1.54	34	0.53
2	1.51	35	0.51
3	1.50	36	0.49
4	1.48	37	0.47
5	1.46	38	0.45
6	1.45	39	0.44
7	1.44	40	0.42
8	1.43	41	0.40
9	1.41	42	0.38
15	1.20	48	0.30
16	1.16	49	0.29
17	1.12	50	0.28
18	1.08	52	0.26
19	1.04	54	0.23
20	1.00	56	0.21
21	0.96	58	0.19
22	0.91	60	0.17
23	0.87	62	0.16
24	0.83	64	0.15
25	0.79	66	0.14
26	0.76	68	0.13
27	0.73	70	0.12
30	0.63	76	0.10
31	0.60	78	0.09
32	0.58	80	0.09

Tabla 13 Factor de corrección de factor de potencia en aceites

2.6 ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS

El diagnóstico de fallas a partir de los gases involucrados en el aceite aislante se basa en una medida de ciertos gases que se generan cuando el transformador se somete a esfuerzos eléctricos y térmicos anormales, consecuencia de la degradación del aceite aislante.

El tipo y la concentración de estos gases, dan claras muestras del estado del aislamiento, ya que el envejecimiento normal, emite pequeñas cantidades de dichos gases, pero, condiciones incipientes o fallas declaradas generan grandes cantidades de éstos. La mayoría de las fallas incipientes proporcionan evidencias y, por lo tanto, pueden detectarse cuando el transformador está sujeto a análisis periódicos del aceite. Para ello, es muy usada la cromatografía de gases que determina cualitativa y cuantitativamente los gases disueltos en el aceite. Los gases típicos generados por algunas fallas en transformadores de potencia se muestran en la tabla:

Nombre	Símbolo
Hidrógeno **	H ₂
Oxígeno	O ₂
Nitrógeno	N ₂
Metano **	CH ₄
Monóxido de	CO
Etano **	C ₂ H ₆
Dióxido de carbono	CO ₂
Etileno **	C ₂ H ₄
Acetileno **	C ₂ H ₂
** Indica gas combustible.	

Tabla 14 Nomenclatura de gases analizados en el DGA

Nota: En el análisis se registran también propileno (C₃H₆), propano (C₃H₈), y butano (C₄H₁₀), que en menor escala se utilizan en procesos de diagnóstico.

Los mecanismos de falla más comunes son arqueo, corona, descargas de baja energía y puntos calientes. Cada uno de estos mecanismos puede presentarse individual o simultáneamente y resultar en la degradación de los materiales aislantes, así como en la formación de gases combustibles y no combustibles. De la operación normal se tiene también la formación de algunos gases.

En un transformador, estos gases se encuentran disueltos en el aceite aislante, en el espacio existente encima del aceite o en los dispositivos de colección de gases (relevador Buchholz). La detección de una condición anormal requiere de una evaluación de la concentración del gas generado y de la tendencia de generación. La cantidad de cada gas, con respecto al volumen total de la muestra, indica el tipo de falla que está en proceso.

En la figura se muestran las relaciones comparativas de la evolución de los gases generados en el aceite, en función de la energía disipada en el proceso de fallas.

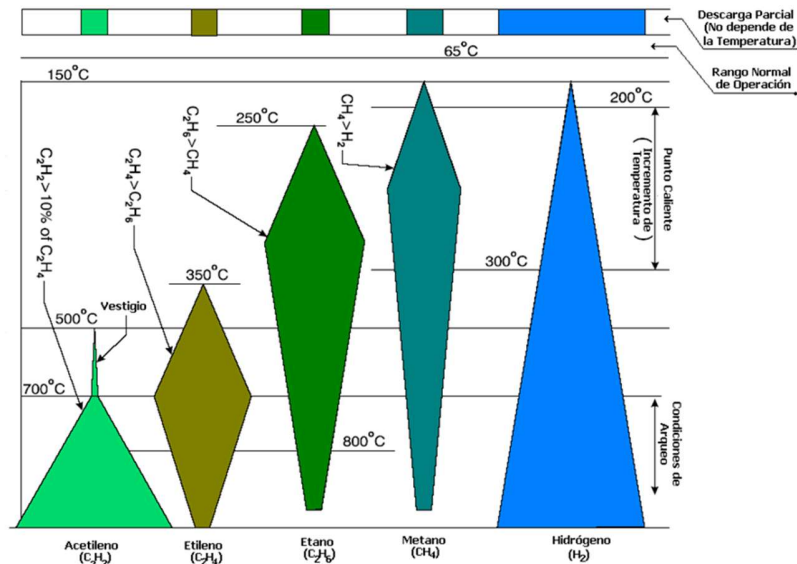


Figura 21 Evolución de los gases en función a la temperatura y energía

Los gases referidos en la tabla anterior, se describen con más detalle a continuación:

Hidrógeno (H₂): Este gas se genera en cualquier incipiente falla, tanto con descargas de baja o alta energía con electrólisis de agua. Normalmente se genera a partir de los 100°C. En descargas de alta energía, los principales gases son acetileno e hidrógeno, normalmente en relación 1 a 2.

Metano (CH₄): Este gas se produce debido a descargas parciales o descomposición térmica del aceite y no es común en transformadores con corrientes altas. Sin embargo, en base a datos históricos es importante determinar el grado de producción. Generalmente su aparición se empieza a dar desde los 150°C.

Etano (C₂H₆): Este gas normalmente se genera por descomposición térmica del aceite. Se genera a partir de los 250°C y tiene una amplia concentración a partir de los 280°C.

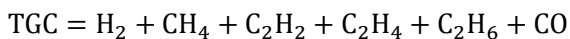
Etileno (C₂H₄): Es generado por temperaturas desde los 350°C. Este gas normalmente se genera por descomposición térmica del aceite o el aislamiento.

Acetileno (C₂H₂): Este gas es generado por alta temperatura superior a 500 °C y es causado por una falla con presencia de arco. Esto podría ser razón de alarma, si la generación de gas resulta grande en un período corto de tiempo. En algunos casos, transformadores con altas corrientes pueden causar arcos en los componentes de acero, y un análisis total de los gases se requiere antes de realizar cualquier trabajo.

Monóxido de carbono (CO): Este gas puede indicar envejecimiento térmico o descargas en partículas de la aislación celulósica.

Dióxido de carbono (CO₂): El dióxido de carbono se genera por envejecimiento térmico o descargas en partículas del material aislante. Si la relación de CO₂ a CO es mayor de grande, algún sobrecalentamiento está afectando el aislamiento celulósico.

Totalidad de gases combustibles: La totalidad de gases combustibles se indica como porcentaje de la totalidad de gases. Niveles aceptables varían con el tipo de transformador y su ciclo de trabajo. Por tanto, las tendencias son importantes, y son necesarios datos históricos para determinar acciones a seguir. Niveles que exceden 5 % requieren incrementar la frecuencia de extracción de muestras. Se aconseja en este caso consultar al fabricante para una interpretación de algún dato cuestionable. La Totalidad de Gases Combustibles se calcula como la sumatoria de todos los gases combustibles del total de la muestra:



Una vez obtenidas las concentraciones a través de la cromatografía de gases se usan varias técnicas para diagnosticar la condición del transformador, por ejemplo, la gráfica de Dörnenburg, el triángulo de Duval, método de la CSUS, patrones de diagnóstico a través de análisis individuales y concentración total de gases disueltos (AGD) y relaciones entre gases. Las primeras dos están orientadas a diagnosticar la condición del transformador basándose en una interpretación gráfica. Existen dos maneras de representar los resultados de la cromatografía de gases: a partir de las concentraciones individuales de cada gas y por las relaciones entre gases. Las técnicas antes mencionadas se las desarrollará en el capítulo posterior en el que se implementará un software para el tratamiento de pruebas cromatográficas. A continuación, se mostrará algunas de las herramientas que se utilizan en las técnicas mencionadas, que serán ampliadas en el capítulo posterior.

Método de Dörnenburg:

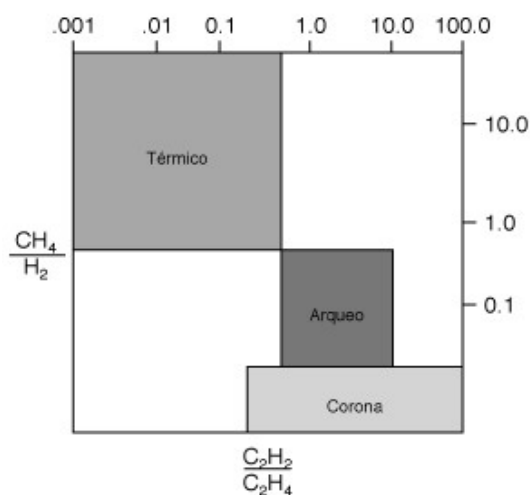


Figura 22 Método grafico Dörnenburg

Método de Duval:

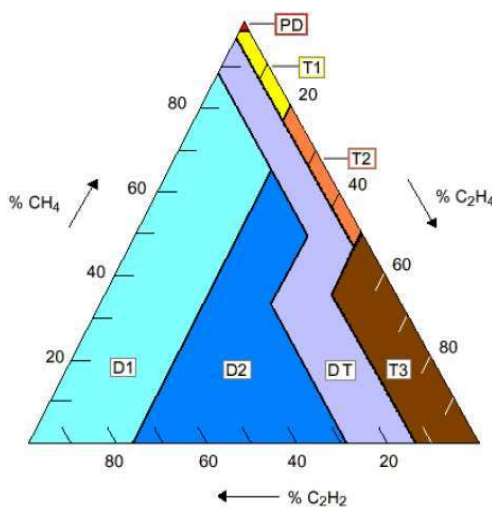


Figura 23 Método Grafico del triángulo de Duval

Donde:

PD = Descarga Parcial

T1 = Falla Térmica bajo los 300°C

T2 = Falla Térmica entre 300°C y 700°C T3 = Falla Térmica a más de 700°C

D1 = Descarga de baja energía (Chispa) D2 = Descarga de Alta energía (Arco)

D3 = Falla Eléctrica y Térmica en conjunto

Método de relaciones de Rogers:

Código rango de datos	C ₂ H ₂ C ₂ H ₄	CH ₄ H ₂	C ₂ H ₄ C ₂ H ₆	Límites de detección y x10 límite de detección.		
				C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆
<0.1	0	1	0	1 ppm	1 ppm	10 ppm
0.1 – 1	1	0	0	1 ppm	1 ppm	10 ppm
1 – 3	1	2	1	1 ppm	5 ppm	10 ppm
>3	2	2	2	5 ppm	1 ppm	10 ppm
Caso	Tipo de falla				Ejemplos Típicos	
0	No hay falla	0	0	0	Envejecimiento Normal	
1	Descargas parciales de baja energía	1	1	0	Descargas en cavidades rellenas de gas resultado de una impregnación incompleta o alta humedad.	
2	Descargas parciales de alta energía	1	1	0	Descargas en cavidades rellenas de gas resultado de una impregnación incompleta o alta humedad, pero presentando degradación o perforación de aislamiento sólido	
3	Descargas parciales de baja energía	1-2	0	1-2	Arqueos continuos en el aceite debido a malas conexiones de diferente potencial o a un potencial flotado. Ruptura de aceite entre materiales sólidos.	
4	Descargas de alta energía	1	0	2	Descargas repetitivas. Ruptura del aceite por arqueo entre devanados o bobinas, o entre bobinas y tierra	
5	Falla térmica por temperaturas inferiores a 150°C	0	0	1	Sobrecalentamiento de conductor aislado.	
6	Falla térmica por temperaturas entre 150 y 300°C	0	2	0	Sobrecalentamiento localizado en el núcleo debido a concentraciones de flujo. Incremento de temperatura en puntos calientes; sobrecalentamiento del cobre debido a corrientes circulantes, falsos contactos/uniones (formación de carbón debido a pirólisis).	
7	Falla térmica por temperaturas entre 300 y 700°C	0	2	1		
8	Falla térmica por temperaturas superiores a 700°C	0	2	2		

Tabla 15 Tabla de códigos para método de relaciones de Rogers

Método de diagnóstico a través de Análisis individual y total de gases disueltos (AGD).

Como se vio anteriormente, los gases que son parte de la degradación del aceite y el papel son el hidrógeno, metano, etano, etileno, acetileno, monóxido de carbono y oxígeno. A excepción del carbono y el oxígeno, todos estos gases son formados por la degradación del aceite. El monóxido de carbono, el dióxido de carbono y el oxígeno son formados por la degradación del aislamiento de la celulosa (papel). Dióxido de carbono, oxígeno, nitrógeno y la humedad, pueden ser absorbidos desde el aire si existe una interfaz entre aceite – aire o a su vez si existe una fisura en el tanque. Los tipos y cantidad de gases son determinantes cuando una falla ocurre en un transformador y la severidad y energía del evento. Se han adoptado cuatro criterios para clasificar los riesgos de un transformador, cuando no se dispone de una historia previa, para funcionamiento continuo con distintos niveles de gases combustibles. El criterio que se utiliza consiste en evaluar la concentración individual y total de todos los gases combustibles como se indica en la tabla, que muestra la concentración de gases combustibles en forma individual y total de acuerdo con cuatro condiciones.

Condición 1: si la totalidad de gases combustibles se encuentra por debajo se considera que el transformador está funcionando en condiciones satisfactorias. Si cualquier gas combustible individual supera los niveles indicados se debe realizar una investigación adicional.

Condición 2: si la totalidad de gases combustibles se encuentra dentro del rango significa que el nivel de gases combustibles es superior al normal. Cualquier gas combustible individual que supere los niveles especificados se debe realizar una investigación adicional.

Condición 3: si la totalidad de gases combustibles se encuentra dentro del rango significa un alto nivel de descomposición. Cualquier gas combustible individual que exceda los límites especificados se debe realizar una investigación adicional. Probablemente se está en presencia de una o varias fallas.

Condición 4: si la totalidad de gases combustibles se encuentra dentro del rango indica una excesiva descomposición. Un servicio continuo podría provocar una falla del transformador. Se debe proceder inmediatamente y con cautela.

Rango	Límite de concentración de gases disueltos (ppm)							
	H2	CH4	C2H2	C2H4	C2H6	CO	CO2	TGC*
Condición 1	100	120	35	50	65	350	2500	720
Condición 2	101-700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2550-4000	721-1920
Condición 3	701-1800	401-1000	51-80	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
Condición 4	>1800	>1000	>80	>200	>150	>1400	>10000	>4630

Tabla 16 Concentración de Gases Disueltos **

*TGC: totalidad de gases disueltos

**La tabla es aplicable a transformadores nuevos o recientemente reparados, los valores indicados se han obtenido de la experiencia de distintos fabricantes. El usuario puede adoptar diferentes concentraciones de gases individuales o totales disueltos en función de la experiencia con otros transformadores similares.

La tabla siguiente indica los intervalos y procedimientos de operación recomendados para distintos porcentajes de niveles de gases combustibles.

Condición	Nivel TGC (%)	Relación TGC (%/día)	Intervalos de muestras	Procedimientos de operación
Condición 4	≥ 5	>0.03	Diario	Sacar de servicio. Avisar al fabricante.
		0.03 - 1	Diario	
		<0.01	semanal	Utilizar con extremo cuidado. Analizar gases individuales.
Condición 3	< 5 ≥ 2	> 0.03	semanal	Utilizar con cuidado. Analizar gases individuales
		0.03 - 0.01	semanal	
		< 0.01	mensual	
Condición 2	< 2 ≥ 0.5	> 0.03	mensual	Utilizar con cuidado. Analizar gases individuales.
		0.03 - 0.01	mensual	
		< 0.03	cuatrimestral	
Condición 1	< 0.5	> 0.03	mensual	Utilizar con cuidado. Analizar gases individuales.
		0.03 - 0.01	cuatrimestral	
		< 0.03	Anual	Operación normal.

Tabla 17 Procedimientos recomendados para las diferentes condiciones

Una vez establecidos los métodos para realizar un análisis de gases, se debe determinar cuál o cuáles métodos usar, si se requiere usar métodos en conjunto. Pueden existir combinaciones entre métodos para complementar resultado del método que analiza el total de gases disueltos.

ANÁLISIS DE RESULTADOS.

La descomposición del aceite mineral entre 150°C y 500°C produce relativamente gran cantidad de gases de bajo peso molecular, tales como hidrógeno (H₂) y metano (CH₄), y alguna cantidad de gases de alto peso molecular como etileno (C₂H₄) y etano (C₂H₆). Cuando la temperatura del aceite mineral se incrementa, la concentración de hidrógeno excede la del metano, pero ahora las temperaturas están acompañadas por importantes cantidades de gases de alto peso molecular, primero etano y después etileno. En la parte superior del rango de temperatura de falla, se incrementan las cantidades de hidrógeno y etileno y se pueden producir trazas de acetileno (C₂H₂). En contraste con la descomposición térmica del aceite, la descomposición térmica de la celulosa y otros aislantes sólidos producen monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), y vapor de agua a una temperatura mucho menor que para la descomposición del aceite y crecen exponencialmente con la temperatura. Debido a que el papel comienza a degradarse a menores temperaturas que el aceite, sus subproductos gaseosos se encuentran a temperaturas normales de funcionamiento del transformador.

La relación de CO₂/CO es algunas veces utilizada como indicador de la descomposición térmica de la celulosa. Esta relación es resulta normalmente mayor de 7. Para la relación CO₂/CO, los respectivos valores de CO₂ y CO pueden exceder 5000 ppm y 500 ppm pudiendo superar un factor de seguridad, por ejemplo, las relaciones son sensibles a los valores mínimos. Cuando la magnitud de CO se incrementa, la relación de CO₂/CO disminuye. Esto puede indicar una anomalía que consiste en el degradamiento de la aislación celulósica.

Descargas de baja densidad como por ejemplo las descargas parciales y arcos intermitentes de bajo nivel producen principalmente hidrógeno, con cantidades decrecientes de metano y algunas trazas

de acetileno. Cuando la intensidad de las descargas se incrementa, la concentración de acetileno y etileno pueden alcanzar concentraciones significativas. Cuando se presentan arcos o descargas continuas de alta densidad que producen temperaturas de 700 °C a 1800 °C, la cantidad de acetileno alcanza niveles importantes.

La interpretación de resultados, dependerá del método que se use, y será desarrollado por el análisis de cromatografía.

2.7 PROPORCIONES RELATIVAS DE GASES EN LAS DIFERENTES CONDICIONES DE FALLA

Las proporciones de gases significativos anteriormente descritos, “ley gases”, en general definen 4 tipos de falla que serán descritos a continuación:

FALLA TÉRMICA – ACEITE.

Descomposición de productos como el etileno y el metano, conjuntamente con pequeñas cantidades de hidrógeno y etano. Puede encontrarse vestigios de acetileno, si la falla es severa o incluye contactos eléctricos.

El principal gas formado en esta falla es el Etileno.

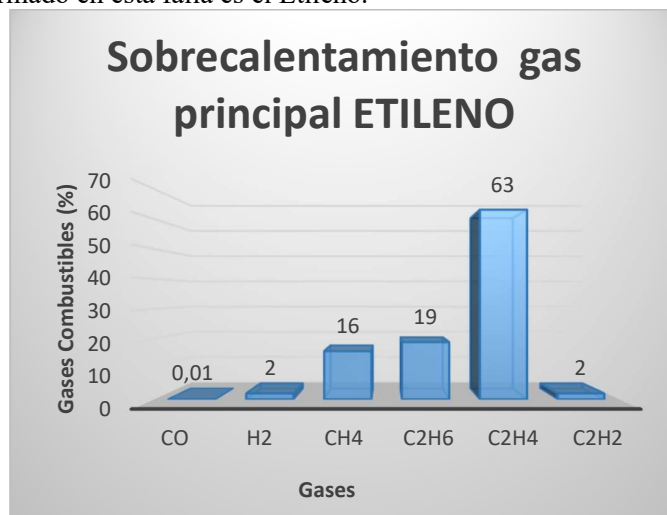


Figura 24 Proporciones relativas de gases para la falla Térmica-Aceite

FALLA TÉRMICA – CELULOSA.

Grandes cantidades de monóxido y dióxido de carbono son producidas por el sobre-calentamiento de la celulosa. Gases hidrocarbonatos como el etileno y el metano, suelen encontrarse si la falla incluye una estructura impregnada en aceite.

El principal gas formado es el Monóxido de Carbono.

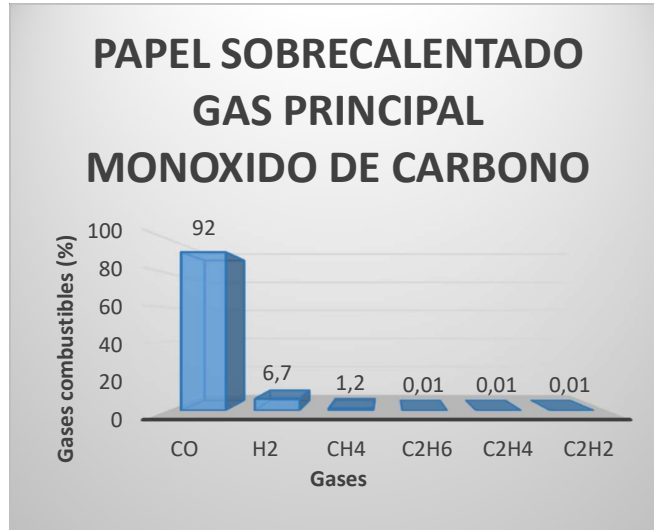


Figura 25 *Proporciones relativas de gases para Falla Térmica-Celulosa FALLA ELÉCTRICA – CORONA.*

Descargas eléctricas de baja energía producen hidrógeno y metano, con pequeñas cantidades de etano y etileno. Cantidades representativas de dióxido y monóxido de carbono suelen resultar de descargas en la celulosa.

El principal gas formado es el Hidrógeno.

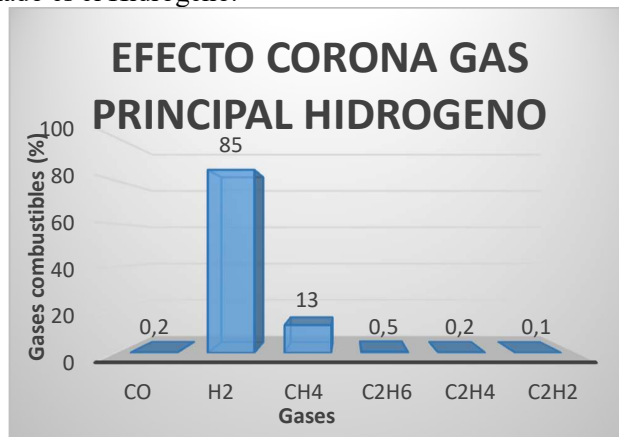


Figura 26 *Proporciones relativas de gases para Fallas Eléctricas-Corona FALLA ELÉCTRICA – ARQUEO.*

Produce grandes cantidades de hidrógeno y acetileno, con cantidades menores de metano y etileno. Si la falla involucra a la celulosa, se forma dióxido y monóxido de carbono. Aquí, el aceite puede estar carbonizado.

El principal gas formado es el acetileno

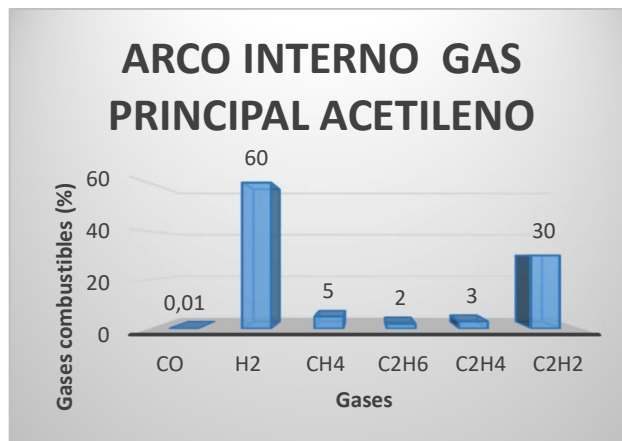


Figura 27 Proporción relativa de gases para Falla Eléctrica-Arqueo

2.8 PORCENTAJE DE SATURACIÓN DE AGUA EN EL ACEITE (IEEE 62-1995).

La cantidad de agua disuelta y dispersa en líquidos aislantes puede ser producto de las siguientes razones:

La presencia de moléculas de agua polarizadas en el fluido, que afecta adversamente a las propiedades dieléctricas del líquido aislante.

La cantidad de humedad localizada en el aceite aislante puede ser el reflejo de la presencia de una cantidad de humedad en el papel.

La solubilidad del agua en el aceite aislante es dependiente de la temperatura, el cálculo del porcentaje de saturación de agua tiene gran significación como indicador de la formación libre de agua en el aceite. La formación libre de agua en el aceite da como resultado valores inaceptables de esfuerzo dieléctrico. El agua se encuentra dividida entre el aislamiento líquido y sólido. Este valor es dependiente de la temperatura, debido a que, con variaciones de ésta, el agua que está dividida entre el aceite y el papel puede moverse entre estos dos.

El incremento de agua en el aceite, incrementa el porcentaje de saturación y puede de hecho, resultar en el incremento de formación libre de agua.

La forma para el cálculo del porcentaje de saturación en aceites minerales se muestra a continuación:

$$\text{Log}_{10}S_0 = \left(-\frac{1567}{T}\right) + 7.0895$$

Donde:

S_0 Es la solubilidad del agua en el aceite

T Es la temperatura absoluta en grados Kelvin

Ahora el porcentaje de saturación será:

$$\% \text{ Saturacion} = \frac{100 * (\text{contenido de agua en } \text{mg/kg})}{S_0}$$

Básicamente se toma como referencia para conocer la condición del aceite la siguiente tabla:

% Saturación de agua en el aceite	Condición
0 – 5	Aislamiento seco.
6 – 20	Moderadamente húmedo. Números bajos indican un aislamiento bastante seco con indicios de presencia de humedad.
21 – 30	Aislamiento mojado.
> 30	Extremadamente mojado.

Tabla 18 Condiciones de Saturación de Agua en el Aceite

3. PRUEBAS ESPECIALES

3.1 ANÁLISIS DE BARRIDO DE FRECUENCIA

Este método básicamente hace uso del equivalente eléctrico R, L y C de los transformadores para observar las respuestas de estos componentes ante la inyección de ondas a diferentes frecuencias. El SFRA (Análisis de respuesta al barrido de frecuencia, por sus siglas en inglés) inyecta toda la gama de frecuencias necesarias en forma discreta pero continua y con amplitudes de voltajes constantes; por esto el término “Barrido”. Este método cubre el rango dinámico completo y mantiene el mismo nivel de energía por cada frecuencia inyectada, suministrando resultados que son consistentes y precisos. El alto cociente de señal de ruido en todo el rango de frecuencias (10 Hz a 10 MHz) asegura la validez de la medición de los resultados.

La práctica y los estudios han demostrado que el SFRA es el método más confiable y preciso para el diagnóstico del movimiento o deformaciones del núcleo y bobinas de los transformadores (fallas ocultas). Cabe destacar que el SFRA puede complementarse con los resultados de las mediciones que relacionan a la geometría física de los transformadores: Reactancia de Dispersión, Corriente de Excitación y Medición de la capacitancia.

Desde el punto de vista de redes, el transformador se puede considerar como un componente de dos puertos, como se muestra en la siguiente figura

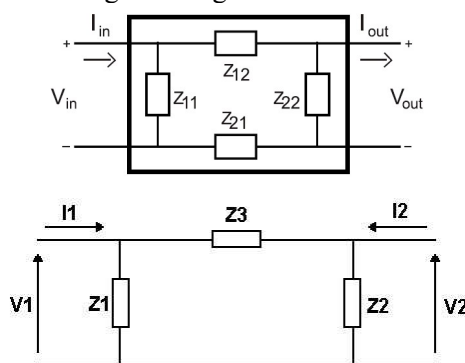


Figura 28 Equivalente Cuadripolo del transformador

Donde:

Z_1 = Impedancia Primario Tierra

Z_2 = Impedancia Secundario Tierra

Z_3 = Impedancia Primario Secundario

En el método SFRA los cables se configuran de tal manera que se utilizan los cuatro terminales de la red mostrada en la figura anterior. Estos cuatro terminales se dividen en 2 pares. Uno para la señal de entrada y otro para la señal de salida. La meta de la prueba es la de seleccionar parámetros de prueba que permitan una función de transferencia muy exacta en un cierto período de tiempo razonable. Así, el recolectar más puntos de prueba de frecuencia daría una mucha mayor resolución, de lo contrario se corre el riesgo de perder puntos de resonancia o antiresonancia. En consecuencia, la selección del Ancho de Banda es muy importante.

ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Con esta prueba es posible detectar:

- Deformación en los devanados.
- Deformación en el núcleo.
- Circuitos abiertos.
- Enrollamientos cortó circuitados.
- Falla en las estructuras de sujeción.

FALLAS ELÉCTRICAS.

La figura muestra una variación significativa entre el resultado del análisis de frecuencia con y sin corto circuito alrededor de los 100 Hz y los 20 kHz. La frecuencia resonante se desplazó y se nota una gran reducción en el módulo de las impedancias.

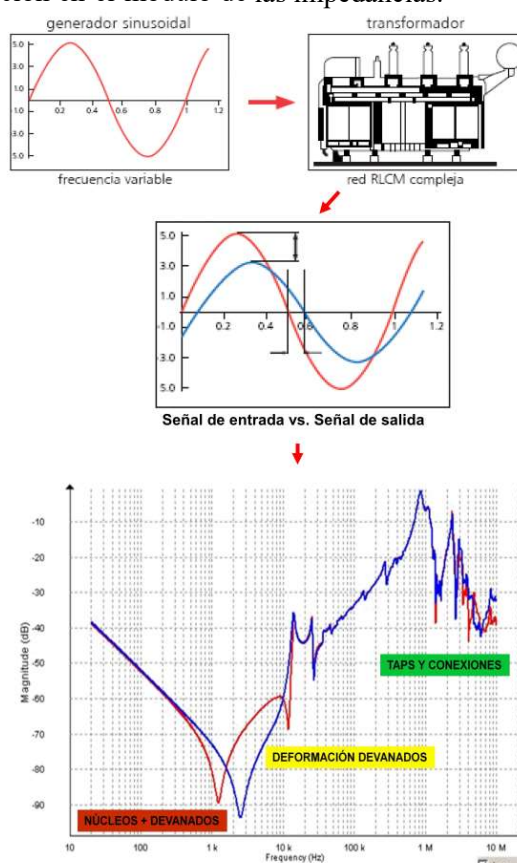


Figura 29 Análisis de barrido de frecuencia para un transformador con falla eléctrica

FALLAS MECÁNICAS.

La detección de daños mecánicos en los devanados de los transformadores es una de las bondades más representativas del SFRA. La falla debe ser grande para que exista un desplazamiento considerable en el resultado del barrido de frecuencias.

Esta prueba toma gran importancia tanto en la fase de fallos iniciales o infantiles y en la fase de desgaste. En la primera, se puede detectar movimientos del núcleo producidos por movimientos bruscos en el transporte o en el montaje del transformador. En la segunda, se prioriza la detección de fallas en los bobinados debido al esfuerzo de los mismos.

3.2 ANÁLISIS TERMOGRÁFICO

Una de las técnicas de mantenimiento predictivo, que a lo largo de los últimos años ha pasado a ser de las más utilizadas, es la de Termografía Infrarroja.

Esta técnica permite detectar, sin contacto físico con el elemento bajo análisis, cualquier falla que se manifieste en un cambio de la temperatura sobre la base de medir los niveles de radiación dentro del espectro infrarrojo.

En general, una falla electromecánica antes de producirse se manifiesta generando e intercambiando calor. Este calor se traduce habitualmente en una elevación de temperatura que puede ser súbita, pero, por lo general y dependiendo del objeto, la temperatura comienza a manifestar pequeñas variaciones.

Si es posible detectar, comparar y determinar dicha variación, entonces se pueden detectar fallas que comienzan a gestarse y que pueden producir, en el futuro cercano o a mediano plazo, una parada de planta y un siniestro grave afectando personas e instalaciones

La inspección termográfica en sistemas eléctricos tiene como objetivo detectar componentes defectuosos basándose en la elevación de la temperatura como consecuencia de un aumento anormal de su resistencia óhmica. Las causas que originan estos defectos, entre otras, pueden mencionarse:

- Conexiones flojas
- Conexiones afectadas por corrosión
- Suciedad en conexiones y/o en contactos
- Degradación de los materiales aislantes

Todo equipo o elemento emite energía desde su superficie. Esta energía se emite en forma de ondas electromagnéticas que viajan a la velocidad de la luz a través del aire o por cualquier otro medio de conducción.

La cantidad de energía está en relación directa con su temperatura. Entre más caliente está el objeto, más energía tiende a radiar.

La diferencia entre un cuerpo caliente y uno frío es el grado en el cual ambos cuerpos emiten y absorben energía. Si el objeto absorbe más energía que la que radia se le considera frío. Si el objeto emite más energía que la que absorbe se considera que está caliente.

La temperatura de los cuerpos determina el tipo de luz que emite, entre más frío sea el objeto mayor es la longitud de onda en la que brilla. Ésta es la energía infrarroja, la cual es invisible al ojo humano, debido a la diferencia de longitud de onda en que trabaja, pero a través de equipos apropiados, como cámaras de termografía, es fácilmente detectable.

El espectro electromagnético se divide arbitrariamente en diversas zonas con distintas longitudes de onda llamadas bandas, que se distinguen por los métodos utilizados para producir y detectar la radiación. No existen diferencias fundamentales entre la radiación de las distintas bandas del espectro electromagnético. Todas ellas están regidas por las mismas leyes y las únicas diferencias son las debidas a las diferencias en la longitud de la onda

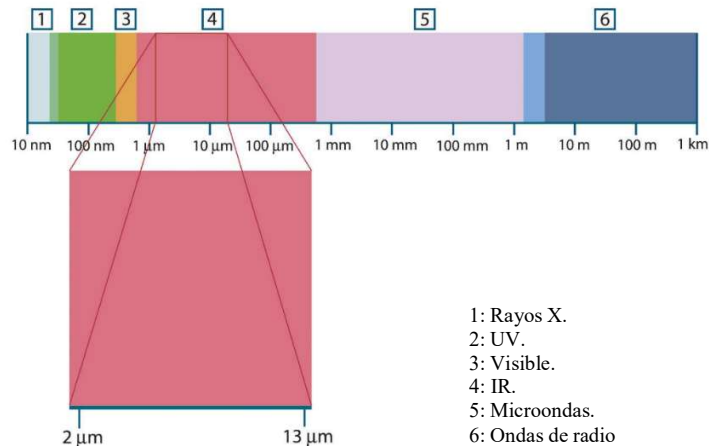


Figura 30 Espectro Electromagnético

La termografía utiliza la banda espectral del infrarrojo. En el extremo de la longitud de onda corta, la frontera se encuentra en el límite de la percepción visual, en el rojo profundo. En el extremo de la longitud de onda larga, se funde con las longitudes de onda de radio de microondas, en el intervalo del milímetro.

Con frecuencia, la banda del infrarrojo se subdivide en cuatro bandas menores cuyos límites son igualmente arbitrarios. Se trata de: la infrarroja cercana (0,75–3 μm), la infrarroja media (3–6 μm), la infrarroja lejana (6–15 μm) y la infrarroja extrema (15–100 μm). Aunque las longitudes de onda se expresan en micrómetros (μm), a menudo se siguen utilizando otras unidades para medir la longitud de onda de esta región del espectro, como el nanómetro (nm) y el angstrom (Å). La relación entre las diferentes medidas de la longitud de onda es:

$$10000 \text{ \AA} = 1000\text{nm} = 1 \mu = 1 \mu\text{m}$$

En base a esto se puede determinar que los filtros de diferentes colores dejaban pasar diferentes niveles de calor.

Llevando un control de la temperatura en los diferentes colores del espectro encontró que más allá del rojo, fuera de la radiación visible, la temperatura es más elevada y que esta radiación se comporta de la misma manera desde el punto de vista de refracción, reflexión, absorción y transmisión que la luz visible.

ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Generalmente esta prueba detecta:

- Problemas de contactos.
- Sobrecarga en el equipo.
- Bombas de refrigeración defectuosas.
- Sistema de refrigeración bloqueado.

Con la termografía se focalizan los problemas que deben ser corregidos bajo las técnicas convencionales y además puede encontrar otros problemas que en circunstancias normales no serían detectados. Dado que la termografía infrarroja es un medio que permite identificar, sin contacto alguno, componentes eléctricos y mecánicos más calientes de lo que deberían estar, indica la probable área de falla, e indica también pérdidas excesivas de calor, probable falla por aislamiento defectuosa. La inspección se realiza a distancia sin contacto físico con el elemento en condiciones normales de funcionamiento. Es decir, no es necesario poner fuera de servicio las instalaciones.

Como el espectro de infrarrojos está estrechamente relacionado con la temperatura del equipo, es imperante que cualquier cambio que sea detectado en la coloración infrarroja de los aparatos debe tomarse como una falla en potencia. Debe tomarse en cuenta el rango de colores de la zona infrarroja para el análisis de puntos calientes.

Esta prueba es de vital importancia en las tres fases de la vida de un transformador. Con ella, se pueden detectar fallas inminentes debido a problemas de aislamiento, mala conexión interna o externa del equipo, deficiencia en el sistema de enfriamiento y se van complementando con el análisis de gases disueltos en el aceite y factor de carga que tiene el transformador a monitorearse.

4 MEDICIONES GENERALES PARA VERIFICAR UNA REALIZACIÓN SATISFACTORIA DE LAS PRUEBAS

A continuación, se presenta una serie de revisiones y mediciones terminales, que pueden ser realizadas durante el proceso de realización de las pruebas de rutina, y que no son específicamente necesarias, sino que sirven como una referencia adicional. (Norma IEEE C57.12.90-1999)

Estas mediciones sirven para verificar si el transformador ha sufrido daños o movimientos indeseados durante la ejecución de las pruebas, debiendo investigarse siempre empezando por una inspección visual y por efectos mínimos que se pueden dar a notar en los resultados de las pruebas dieléctricas.

4.1 INSPECCIÓN VISUAL

Una inspección visual de los devanados y del núcleo no entrega indicaciones de que algún cambio en las condiciones mecánicas ha ocurrido que pueda perjudicar la función del transformador. Una inspección visual debe estar sujeta a una combinación de evidencias resultantes de otras mediciones. Cuando las mediciones realizadas no entregan resultados que se relacionen con cambios grandes en la condición, una revisión visual externa del núcleo y los devanados sería más que suficiente. Por el contrario, cualquier evidencia de cambio en una o más medidas, justifican el desensamblaje de los devanados para una inspección más detallada.

4.2 IMPEDANCIA DE FUGA

La impedancia de fuga, medida en una base por fase y después de realizada la serie de pruebas, no debe diferirse de las mediciones anteriores, de acuerdo a los siguientes valores

Categoría I:

La variación permitida debe ser función de la impedancia del transformador de acuerdo a la siguiente tabla.

Z_T (p.u.)	Porcentaje de variación
0.0299 o	22.5 – 500 Z_T
0.0300 o	7.5

Tabla 19 Porcentaje de variación de impedancia del transformador

Categoría II y III:

7.5% es permitido para arrollamientos concéntricos no circulares, y 2% de variación es permitido para arrollamientos circulares.

Categoría IV:

Es permitido 2% de variación de la impedancia original.

Donde:

Categoría	Monofásico (kVA)	Trifásico (kVA)
I	5 a 500	15 a 500
II	501 a 1 667	501 a 5 000
III	1668 a 10 000	5 001 a 30 000
IV	Mayor a 10 000	Mayor a 30 000

Tabla 20 Categorías por kVA

Nota: Todos los rangos de potencia para el devanado principal.

4.3 CORRIENTE DE EXCITACIÓN

La corriente de excitación medida después de una serie de pruebas, no debe incrementarse más que en un 5% sobre la medición realizada antes de las pruebas para núcleos tipo acorzado. Para transformadores con núcleos laminados, el incremento no debe ser superior al 25%.

ANEXO 4

PLANILLA DE PRUEBAS TRANSFORMADOR DE POTENCIA