



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA  
FACULTAD DE ELECTROTECNIA Y COMPUTACIÓN

## TRABAJO MONOGRAFICO PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

“Propuesta de guía metodológica para la aplicación del mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) en transformadores de potencia”

Elaborado por:

Br. Alex Alfredo Díaz Gómez

Br. Juan Luis Cruz Castro

Tutor:

Ing. Marlovio José Sevilla Hernández

Managua, septiembre de 2019



## DEDICATORIA

En primer lugar, dedicamos esta tesis monográfica a Dios por la fuerza y sabiduría que nos brindó para poder culminar este trabajo.

Posteriormente dedicamos esta tesis monográfica a nuestros padres quienes nos han apoyado a lo largo de todo este tiempo de manera constante, incondicional y desinteresada para poder terminar este trabajo.

Finalmente dedicamos este trabajo a todas las personas involucradas que nos apoyaron de distintas maneras directa e indirectamente quienes nos ayudaron a culminar este trabajo de tesis monográfica.

Con mucho aprecio:

*Alex Alfredo Díaz Gómez y Juan Luis Cruz Castro*

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco primeramente a Dios por haberme permitido recuperado de salud y darme sabiduría para lograr terminar de manera satisfactoria mi carrera, a mis padres y familiares por haberme brindado el apoyo incondicional durante todo mi trayecto de formación personal. También a mi tutor y mi compañero de tesis por la paciencia que me han tenido.

*Juan Luis Cruz Castro*

En primer lugar, doy gracias a Dios por haberme mostrado el camino y haberme dado la voluntad y energía para culminar mis estudios. En segundo lugar, agradezco a mis padres quienes siempre me han apoyado económica y espiritualmente para continuar mis estudios. También agradezco a mis amigos, quienes me han apoyado animándome en la culminación de mis estudios superiores, a mi compañero de tesis que a pesar de su condición física ha salido adelante y a nuestro tutor han estado constantemente trabajando, motivando y presionando para lograr este paso final.

*Alex Alfredo Díaz Gómez*

## INDICE

RESUMEN .....	1
I. INTRODUCCIÓN .....	2
II. ANTECEDENTES.....	4
III. JUSTIFICACION.....	6
IV. OBJETIVOS .....	7
A. Objetivo general:.....	7
B. Objetivos específicos:.....	7
V. DISEÑO METODOLÓGICO .....	8
VI. CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN.....	9
VII. MARCO TEÓRICO .....	10
A. Teoría de Transformadores.....	10
1) Transformadores.....	10
2) Definición de Transformador .....	11
3) Funcionamiento.....	11
4) Partes de un Transformador.....	12
a) El núcleo .....	12
b) Bobinas .....	13
c) Boquillas Terminales (Bushing) .....	14
d) Tanque o Cubierta .....	15
e) Tanque Conservador de Liquido Aislante.....	15
f) Radiadores.....	17
5) Pérdidas en un transformador .....	18
a) Pérdidas en los bobinados.....	18
b) Pérdidas en el núcleo del transformador .....	19
6) Transformadores Trifásicos.....	20
a) Conexiones trifásicas.....	20
7) Transformadores de instrumento .....	22
a) Definición.....	22
b) Tipos de transformadores de corriente .....	22
c) Tipo de instalación.....	23
d) Tipo de aislamiento .....	23
e) Tipos de conexión.....	24

8)	Relación de transformación de los PT's .....	25
9)	Aplicaciones de los CT's y PT's .....	25
10)	Transformadores de potencia .....	26
a)	Definición.....	26
b)	El núcleo .....	26
c)	Devanados.....	27
d)	El recipiente conservador de líquido aislante .....	27
e)	El cambiador de derivaciones.....	27
f)	Termómetro .....	28
g)	Indicador de nivel de aceite .....	28
h)	Dispositivo para toma de muestra de aceite.....	29
i)	Válvula de alivio de presión.....	29
j)	Placa de características .....	29
11)	Sistemas de Enfriamiento para Transformadores de Potencia.....	30
12)	Tipos de Enfriamiento para Transformadores de Potencia .....	32
13)	Protección de los transformadores de potencia .....	34
a)	Tipos de Protecciones.....	34
14)	Puesta a tierra para transformadores de potencia .....	38
a)	Objetivo de Puesta a Tierra .....	39
15)	Protección de los transformadores de potencia (Pararrayo).....	40
a)	Tipos de Pararrayos.....	40
b)	Principios de Pararrayos.....	41
16)	Pruebas en los transformadores de potencia .....	42
a)	Medida de resistencia de aislamiento.....	42
.....	.....	46
b)	Medición del factor de potencia .....	46
17)	Fallas en un transformador .....	49
a)	Falla en el devanado.....	49
b)	Falla dieléctrica.....	49
c)	Falla térmica .....	50
d)	Falla mecánica .....	50
18)	Falla en el cambiador de tomas.....	51
e)	Falla del núcleo.....	51
f)	Falla en el tanque .....	52
g)	Falla en el sistema de protección .....	52
h)	Falla en el sistema de refrigeración.....	53

VIII.	MANTENIMIENTO BASADO EN LA CONFIABILIDAD .....	54
A.	Funciones y estándares operativos .....	55
B.	Fallas funcionales .....	55
C.	Causas de las fallas .....	56
D.	Efectos de la falla.....	56
E.	Consecuencias de las fallas .....	56
1)	Consecuencias de fallas no evidentes .....	57
2)	Consecuencias en la seguridad y medio ambiente .....	57
3)	Consecuencias operacionales.....	57
4)	Consecuencias que no son operacionales.....	57
F.	Tareas proactivas.....	57
1)	Fallas potenciales .....	58
2)	Tareas de reacondicionamiento cíclico .....	59
a)	Frecuencia de reacondicionamiento cíclico .....	60
b)	Factibilidad técnica del reacondicionamiento cíclico.....	60
3)	Tareas de sustitución cíclica .....	60
a)	Frecuencia de la sustitución cíclica .....	60
b)	Factibilidad técnica de la sustitución cíclica.....	61
4)	Tareas a condición.....	61
a)	Factibilidad técnica a tareas a condición.....	61
5)	Acciones “a falta de” acciones a realizar.....	62
G.	Presentación de resultados.....	64
1)	Hoja de información de RCM .....	64
2)	Hoja de decisión de RCM.....	64
a)	Diagrama de decisión .....	65
b)	Evaluación de las consecuencias de la falla.....	67
c)	Factibilidad técnica de tareas proactivas .....	68
d)	Las preguntas “a falta de” .....	70
IX.	ANÁLISIS DE FALLOS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	71
A.	Diagnóstico y mantenimiento en los transformadores de potencia.....	71
B.	Estadísticas de fallas en transformadores de potencia.....	72
C.	Identificación de los componentes críticos.....	73
D.	Definición de los modos de falla de los componentes críticos. ....	73
1)	Sistema parte activa .....	74
X.	GUIA METODOLOGICA BASADA EN LA FIABILIDAD.....	79
1)	Guía del mantenimiento.....	80

a) Guía semanal.....	80
b) Guía Temporal Anual.....	82
XI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	90
XII. BIBLIOGRAFÍA.....	92
XIII. GLOSARIO.....	94
XIV. ANEXOS.....	96

## LISTA DE FIGURAS

Ilustración 1. Transformador monofásico ideal.....	12
Ilustración 2. Vista de un núcleo tipo acorazado con indicación de la longitud magnética media .....	13
Ilustración 3. Transformador de tres devanados.....	13
Ilustración 4. Bushings o boquillas .....	14
Ilustración 5. Algunas formas constructivas de tanques.....	15
Ilustración 6. Tanque conservador de líquido aislante. ....	16
Ilustración 7. Tanque de expansión o conservador de líquido aislante .....	16
Ilustración 8. Radiador en transformador de potencia.....	17
Ilustración 9. Curva de histéresis .....	19
Ilustración 17. Nota: algunas veces tienen contactos que activan alarmas y disparos .....	28
Ilustración 10. Se puede apreciar la ubicación de los dispositivos de refrigeración de un transformador de potencia.....	32
Ilustración 11. Medidor de temperatura encargado del arranque de los ventiladores de los radiadores y accionar alarmas de temperaturas. Estos se encuentran conectados a las bobinas del transformador. .	35
Ilustración 12. Válvulas y reguladores de presión que accionan el relé Buchholz con un tanque de gas inerte.....	37
Ilustración 13. Instalación de un revelador de presión súbita en aceite.....	38
Ilustración 14. Relevador de presión súbita para instalar en parte superior del tanque.....	38
Ilustración 15. Conexión de puesta a tierra de un transformador convencional.....	39
Ilustración 16. Instalación de un pararrayo en un poste que va conectado a la puesta a tierra del poste .....	41
Ilustración 18. Tensión de ensayo .....	44
Ilustración 19. Protocolo de ensayo.....	45
Ilustración 20. Esquema de conexión para realizar: MT/ TIERRA .....	46
Ilustración 21. CPTD12/15 combinado con TESTRANO 600 o CPC 100/80, ambos pertenecientes a la marcaOMICRON, permiten la medición de la capacitancia y del factor de potencia/disipación. ....	47
Ilustración 22. Prueba ejecutada a 4 transformadores diferentes por encima y por debajo de la línea de los 50 Hz.....	48
Ilustración 23. Perdidas dieléctricas muestran un desfase entre la corriente de referencia y la corriente del equipo en prueba.....	48
Ilustración 24. Curva e intervalo P-F .....	58
Ilustración 25. Intervalo P-F neto.....	59
Ilustración 26. Estructura de la hoja de información de RCM .....	64

Ilustración 27. Estructura de la hoja de decisión de RCM .....	64
Ilustración 28. Diagrama de decisión .....	66
Ilustración 29. Métodos de registro de las consecuencias de fallas en la hoja de decisión.....	67
Ilustración 30. Resumen de las consecuencias de fallas.....	68
Ilustración 31. Criterios de factibilidad técnica.....	69
Ilustración 32. Las preguntas "a falta de".....	70
Ilustración 33. Trabajo de O. Ramírez .....	72
Ilustración 34. Según reportes del CEF de México.....	72
Ilustración 35. Según reporte de Cigre .....	72

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Métodos de enfriamiento en transformadores de potencia.....	31
Tabla 2. Estado de la aislación eléctrica IRAM 2325, base experimental .....	43
Tabla 3. Sistemas y componentes críticos en un transformador.....	73
Tabla 4. Análisis modal del sistema de la bobina .....	75
Tabla 5. Análisis modal del sistema del núcleo .....	76
Tabla 6. Análisis modal del sistema Cuba-Aceite .....	76
Tabla 7. Análisis modal del sistema del conmutador .....	77
Tabla 8. Análisis modal del sistema del bushing .....	77
Tabla 9. Guía de mantenimiento semanal .....	80
Tabla 10. Guía de mantenimiento temporal anual general.....	82
Tabla 11. Guía de mantenimiento temporal anual especifica parte 1.....	84
Tabla 12. Guía de mantenimiento temporal anual especifica parte 2.....	86
Tabla 13. Guía de mantenimiento temporal anual especifica parte 3.....	88

## RESUMEN

Esta tesis aplica un plan de mantenimiento denominado “Mantenimiento centrado en la confiabilidad”, en los transformadores de potencia de la subestación “El Mojón”.

El mantenimiento centrado en la confiabilidad es un método desarrollado a comienzos de los años 60 en la industria aeronáutica para mejorar las técnicas de mantenimiento, ya sea preventivo, predictivo o correctivo.

Para el desarrollo de esta tesis se trabajó desde febrero del 2019 hasta agosto del 2019 en la Universidad Nacional de Ingeniería y en la subestación “El Mojón”. En esos dos lugares se realizaron las reuniones y en dicha subestación se ejecutaron las visitas de estudio para llegar al análisis RCM.

Este trabajo describe la funcionalidad de un transformador de potencia, sus partes y características que conforman esta máquina eléctrica. Se describe de manera individual los componentes y las fallas más comunes que pueden suceder a lo largo de la vida útil del equipo. Se describen posibles modelos de fallas y se abordan posibles soluciones para evitar llegar hasta esta situación.

Finalmente, se entrega el análisis RCM, el cual al terminar la práctica-tesis en el transformador será objeto de estudio en El Mojón para compararlo con todos los análisis RCM que se han desarrollado en esa subestación y proponer una guía metodológica que nos instruya en la aplicación de esta herramienta del mantenimiento.

## I. INTRODUCCIÓN

El presente trabajo monográfico está relacionado a la aplicación de una metodología de mantenimiento llamada RCM (Reliability Centered Maintenance) [1] que por sus siglas en inglés significa “Mantenimiento basado en la confiabilidad”, a una de las máquinas eléctricas indispensables en el mundo industrializado de hoy en día: el transformador de potencia.

El mundo actual está creciendo a un ritmo acelerado; las ciudades, los procesos industriales, los sistemas de comunicación, las necesidades de la población cada vez son más demandante por tanto es necesario el uso ininterrumpido de la energía eléctrica. El transformador de potencia [2] cumple un rol importante para suplir las nuevas necesidades, ya que se encarga de aumentar o disminuir la tensión eléctrica entregada a las ciudades, industrias, hospitales según las necesidades de estos.

Ante estas altas demandas es fundamental preservar las condiciones óptimas de trabajo y seguridad de este equipo y todos sus elementos, y debido a esto la metodología de mantenimiento han venido evolucionando y creciendo a lo largo del tiempo para dar respuesta a los requerimientos de los usuarios finales.

Una de las características de esta metodología del mantenimiento basado en confiabilidad es tratar de preservar el sistema en general y no únicamente equipos aislados. Las metodologías de mantenimiento anteriores [3] se centran en preservar la vida de los equipos de manera aislada sin importar la condición del sistema, la calidad de producto o servicio generado, la seguridad del personal y del medio ambiente.

Todos los profesionales involucrados en la transmisión y distribución de energía eléctrica desean que los activos estén en estado de disponibilidad tanto como sea posible. Para lograr esta tarea es necesario realizar labores de mantenimiento. En teoría es posible tener una disponibilidad permanente de estos equipos; pero esto se traduce en una inversión infinita para lograr este objetivo.

Para aplicar esta técnica del RCM (Mantenimiento basado en confiabilidad) en este tipo de máquina eléctrica iremos de lo general a lo particular, primero estudiaremos la definición y objetivos del mantenimiento, luego analizaremos los aspectos organizativos y de gestión de la situación actual y perspectivas futuras de la función prolongar su tiempo de vida útil, para finalmente obtener, una propuesta de aplicación de dicha técnica a los transformadores de potencia.

La investigación de este trabajo se realizará orientada a la continuidad del suministro de energía eléctrica, refiriéndonos así a la confiabilidad del servicio. Cuando se analizan los equipos más críticos de una subestación eléctrica el transformador de potencia es el más importante, esto debido a su alto costo y a que su reemplazo inmediato es muy difícil, debido a sus características constructivas y su instalación; ocasionando así grandes pérdidas económicas del país.

Debido a la alta importancia de los transformadores para la continuidad del suministro de energía eléctrica se decidió aplicar la técnica de mantenimiento RCM para que así pueda ser replicada a cualquier otro transformador de potencia que se crea conveniente.

Se utilizará como modelo el transformador de potencia que se encuentra ubicado en la subestación “Mojón” en el municipio de la Libertad departamento de Chontales, específicamente en una mina de oro que se encuentra en este municipio.

## II. ANTECEDENTES

Como todo proceso de evolución, el mantenimiento ha tenido una serie de etapas cronológicas que han forjado las características que hoy lo conforman. Esta comprende tres generaciones [4] que están asociadas a distintos tipos de acontecimientos históricos que han ido de la mano con el progreso de las sociedades.

La primera generación comprende el periodo de la segunda revolución industrial hasta el inicio de la Segunda Guerra Mundial. Esta generación se caracteriza por poseer una maquinaria sencilla y para un propósito simple y único, lo que significaba que repararla era fácil y confiable. Por lo tanto, no necesitaba sistemas de mantenimiento especializados o mano de obra muy calificada.

La segunda generación se da durante la Segunda Guerra Mundial donde la innovación de los sistemas productivos tuvo su auge porque la mano de obra no era capaz de abastecer la demanda, se necesitó un aumento en la mecanización. Al pasar de los años se construían maquinas cada vez más complejas, por lo que se hicieron dependientes de estas. Al ser más dependientes el tiempo en que una maquina estaba sin producir era más evidente. Esto dio origen a que las fallas se deberían prevenir, originándose así el mantenimiento programado [5].

A partir de los años 70s surge la tercera generación, los procesos productivos sigue mejorando y nuevos mecanismos de producción salen a luz; y se evidencia que las fallas tienen un efecto en la producción, costo total y servicio al cliente.

La automatización de las fábricas significaba una estrecha relación entre las condiciones de los equipos y la calidad del producto final. Un mal manejo de inventarios en asociación con una falla significaba un paro total de la planta. Estas consideraciones cada día aumentaban más la necesidad de tener sistemas de mantenimientos avanzados para garantizar la confiabilidad de los equipos.

Paralelo a esto, la aviación mundial sufría una de sus mayores crisis históricas; sufriendo más de 60 accidentes por millón de despegues [6]. La mayor parte de estos accidentes eran provocados por fallas en los equipos, por lo cual la cultura del “mantenimiento” estaba basado en realizar reparaciones periódicas; esto condujo a predecir la ocurrencia de las fallas y reemplazar las piezas antes que se dañaran y provocaran algún tipo de accidente. Este conjunto de acciones originó la llegada a un proceso sistemático y analítico de las fallas ocurridas, originándose así la Metodología del RCM [1].

En nuestro país vivimos una crisis energética en los años que comprenden de 2004-2007, esto debido a una falta de actualización, mejora y mantenimiento de nuestro sistema de generación, transmisión y distribución de energía. Era evidente una decadencia en la cultura del mantenimiento originada por varios factores, falta de inversión pública, falta de personal calificado y falta de conocimientos en las técnicas para mantener los equipos con larga vida útil y funcionando.

En un artículo publicado en 2017 por el diario La Prensa [7] se expresa las carencias del sistema eléctrico nacional donde evidencia que es el más frágil de la región centroamericana. Actualmente se opera bajo condiciones inestables y ante una contingencia sencilla de algunos circuitos, las redes troncales de transmisión se recargan, agravando la falla inicial hasta provocar un colapso del sistema.

En el Centro de Documentación de la Facultad de Electrotecnia y Computación (CDOC-FEC), existe un trabajo monográfico previo que plantea un plan de mantenimiento industrial a una compañía procesadora de mariscos [8]. En ese documento se expone la importancia de la planificación del mantenimiento preventivo y la realización de estos mismos en dependencia de la maquina utilizada y sus funciones.

Ante esta falta de infraestructura eléctrica, la vieja data de los sistemas eléctricos nacionales y la falta de cultura de mantenimiento nos vimos en la necesidad de emplear esta metodología de mantenimiento para proponer un nuevo sistema cultural de mantenimiento que prevenga las fallas, prolongue la vida útil de los equipos y genere un sistema eléctrico confiable.

### **III. JUSTIFICACION**

Ante una decadente y envejecida red de transmisión y distribución eléctrica, es necesario tener una guía metodológica que sea capaz de brindarnos información, qué tan confiable son los equipos que conforman un sistema de transmisión y distribución y los sistemas productivos del país, para tomar acciones concretas y certeras antes que sucedan fallas devastadoras para la industria que pertenecen.

Esta investigación busca proponer una guía metodológica para la aplicación de una herramienta de mantenimiento preventivo enfocada en los transformadores de potencia (RCM). Esto puede ser útil en todo el sector energético e industrial donde se posea algún transformador de potencia instalado.

Al mismo tiempo ser punto de referencia para aplicar esta técnica a todos los elementos que integran tanto sistemas eléctricos como productivos y así mismo crear una cultura basada en el mantenimiento preventivo y confiable.

Con esta herramienta se mejoran las condiciones de seguridad, reduce el impacto ambiental por la naturaleza de los procesos, se ve un aumento en la fiabilidad de las instalaciones y por ende en la producción o servicio final brindado; traduciéndose así en beneficios económicos sustanciales y mejora en las condiciones para los trabajadores.

## IV. OBJETIVOS

### A. *Objetivo general:*

- Proponer una guía metodológica para la aplicación un plan de mantenimiento eficaz y eficiente; usando los principios del RCM, para los transformadores de potencia de las subestaciones eléctricas tomando como referencia el transformador de la Subestación “Mojón” del municipio de la Libertad.

### B. *Objetivos específicos:*

- Identificar cada uno de los elementos que conforman al transformador de potencia, tomando como referencia el transformador de la subestación “Mojón” del municipio de la Libertad.
- Determinar las funciones de cada una de las partes y las condiciones óptimas de trabajo de los transformadores y como afecta la falla de cada uno de estos en el sistema energético en general.
- Aplicar la filosofía de mantenimiento basado en la confiabilidad al transformador de la subestación “Mojón” del municipio de la Libertad, a partir del análisis estadístico de fallas y mantenimientos del transformador en comparación con las condiciones idóneas de trabajo y las normativas internacionales (ANSI, NEMA, IEEE, CIEN, etc.)

## V. DISEÑO METODOLÓGICO

Debido a que este trabajo investigativo se centra en desarrollar **una propuesta de guía metodológica para la aplicación del mantenimiento centrado en la confiabilidad de los transformadores de potencia**, se decidió utilizar el método científico; específicamente el diseño metodológico no experimental transversal.

A continuación, se detallan las etapas del proyecto investigativo:

**Recopilación y análisis de trabajos previos o relacionados:** es de suma importancia conocer las investigaciones y aportes que se han realizado relacionados con el tema, para que sirva de referencia en esta investigación.

**Descripción de funciones del transformador:** en esta etapa se hará un levantamiento en campo de las partes, funciones y características del transformador a analizar.

**Análisis de las características y condiciones del transformador con RCM:** Basado en las características y funciones del transformador se procederá a revisar y determinar las condiciones actuales del transformador.

**Propuesta de guía metodológica para determinar condiciones en los transformadores:** Una vez conociendo tanto las características de los transformadores como la filosofía del mantenimiento basado en confiabilidad, se generará una guía metodológica que describa paso a paso la manera de aplicarla.

**Revisión de la información y corrección de errores:** en cada etapa se verificará la aplicación correcta del método de mantenimiento basado en confiabilidad.



## VII. MARCO TEÓRICO

### *A. Teoría de Transformadores*

#### *1) Transformadores.*

El transformador es un tipo de máquina eléctrica estacionaria que transforma el nivel de tensión de la energía eléctrica de un nivel a otro, a través de la acción de un campo magnético. Este consta de dos o más bobinados conectados a través de un núcleo ferromagnético.

En el mundo actual existen un sinnúmero de aplicaciones de los transformadores, que por sus funciones y aspectos constructivos destacan [9]:

- Transformadores de potencia: son los que se utilizan en las subestaciones, estaciones de generación y usuarios de altas potencias. A su vez se clasifican en varias subcategorías según sus particularidades; transformadores tipo seco, transformadores sumergidos en aceite.
- Autotransformadores: este funciona como un transformador convencional, pero tiene características constructivas que lo diferencian. El devanado primario y secundario de este están conectados eléctricamente a diferencias de los demás que solo están conectados de manera magnética.
- Transformadores de medida: convierten las intensidades y tensiones de las líneas de alta tensión a valores medibles por contadores y protecciones.

Los transformadores de potencia son los más costosos y difíciles de reemplazar ya que por su gran capacidad se tienen que diseñar y fabricar a la medida, lo que significa el reemplazo de este una tarea que se debe de planificar y prever con anticipación.

Bajo estas condiciones y debido a la exposición que se encuentran estas máquinas deben estar acompañados de elementos que le permitan un trabajo ininterrumpido a pesar de las condiciones climáticas y propias del trabajo realizado

## ***2) Definición de Transformador***

Es un dispositivo eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la potencia. El transformador es un dispositivo que convierte la energía eléctrica alterna de un cierto nivel de tensión, en energía alterna de otro nivel de tensión, basándose en el fenómeno de la inducción electromagnética. Está constituido por dos bobinas de material conductor, devanadas sobre un núcleo cerrado de material ferromagnético, pero aisladas entre sí eléctricamente. Las bobinas o devanados se denominan primario y secundario según correspondan a la entrada o salida del sistema en cuestión, respectivamente.

## ***3) Funcionamiento***

Este elemento eléctrico se basa en el fenómeno de la inducción electromagnética, ya que, si aplicamos una fuerza electromotriz alterna en el devanado primario, debido a la variación de la intensidad y sentido de la corriente alterna, se produce la inducción de un flujo magnético variable en el núcleo de hierro. Este flujo originará por inducción electromagnética, la aparición de una fuerza electromotriz en el devanado secundario. La tensión en el devanado secundario dependerá directamente del número de espiras que tengan los devanados y de la tensión del devanado primario.

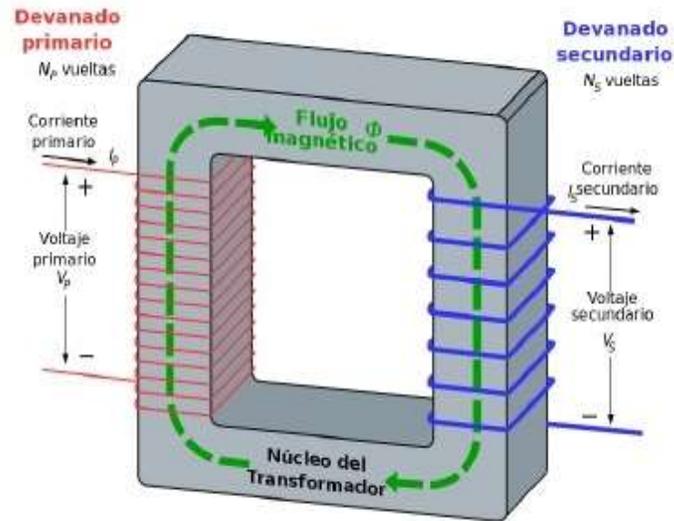


Ilustración 1. Transformador monofásico ideal

En los transformadores de potencia existen corrientes llamadas transitorias de magnetización o INRUSH CURRENT que es una corriente varias veces la corriente nominal que se produce al momento de conectar el transformador a la red. Puede ser de 10 veces la corriente nominal hasta 100 veces en casos raros.

#### 4) Partes de un Transformador.

##### a) El núcleo

El núcleo está formado por varias chapas u hojas de metal (generalmente material ferromagnético) que están apiladas una junto a la otra, sin soldar, similar a las hojas de un libro. La función del núcleo es mantener el flujo magnético confinado dentro de él y evitar que este fluya por el aire favoreciendo las pérdidas en el núcleo y reduciendo la eficiencia. La configuración por láminas del núcleo laminado se realiza para evitar las corrientes de Foucault, que son corrientes que circulan entre láminas, indeseadas pues favorecen las pérdidas.

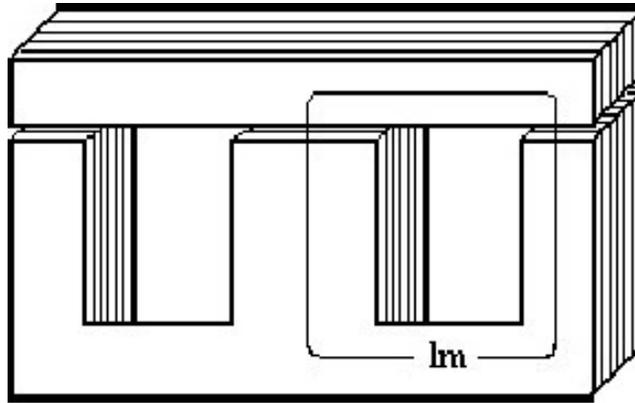


Ilustración 2. Vista de un núcleo tipo acorazado con indicación de la longitud magnética media

**b) Bobinas**

Las bobinas son simplemente alambre generalmente de cobre enrollado en las piernas del núcleo. Según el número de espiras (vueltas) alrededor de una pierna inducirá un voltaje mayor. Se juega entonces con el número de vueltas en el primario versus las del secundario. En un transformador trifásico el número de vueltas del primario y secundario debería ser igual para todas las fases.

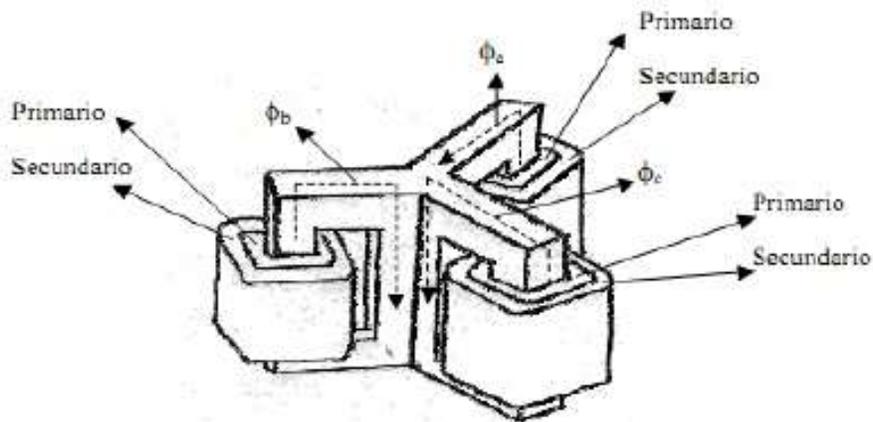


Ilustración 3. Transformador de tres devanados

### *c) Boquillas Terminales (Bushing)*

Las boquillas se emplean para pasar de un conductor de alta tensión a través de una superficie aterrizada, como es el caso del tanque de un transformador o de un reactor. Las boquillas deben ser capaces de transportar las corrientes de los equipos en régimen nominal y de sobrecarga, de mantener el aislamiento tanto para tensión nominal como para sobretensiones y de resistir también esfuerzos mecánicos.

Las boquillas de acuerdo a las funciones desempeñadas se pueden clasificar en:

- Boquillas de terminales de línea
- Boquillas de terminales en neutro
- Boquillas de terciario

Las boquillas para transformadores y reactores son del tipo exterior-inmersa, es decir una extremidad está destinada a la exposición a la intemperie y la otra inmersa en aceite aislante. Las boquillas de terminales de línea son en general de papel impregnado con aceite con distribución capacitiva provista de derivaciones para prueba y eventualmente de derivaciones de tensión. Las boquillas de terciario y neutro pueden ser de papel impregnado en aceite o con resina, con o sin distribución capacitiva.



Ilustración 4. Bushings o boquillas

#### ***d) Tanque o Cubierta***

De acuerdo con su diseño hay tanques lisos, con aletas, con ondulaciones y con radiadores, dependen del tipo de aceite y medio de refrigeración para su selección. En general, consiste en una caja rectangular dividida en dos compartimientos.

- 1.-Un compartimiento que contiene el conjunto convencional de núcleo-bobinas.
- 2.-Un segundo compartimiento para terminaciones y conexiones de los cables. Los conductores de cable primario están conectados por medio de conectores de enchufe para la conexión y desconexión de la carga. Los conductores del secundario van, por lo general, atornillados a terminales de buje.
- 3.-Tienen fusibles de varias clases que van en un porta fusibles colocado en un pozo que está al lado del tanque, de manera que pueda secarse del mismo.



Ilustración 5. Algunas formas constructivas de tanques

#### ***e) Tanque Conservador de Líquido Aislante***

Este tanque consiste en un recipiente fijo a la parte superior del transformador sobre el tanque o carcasa. Está destinado a recibir el aceite del tanque cuando éste se expande, debido al efecto del calentamiento por pérdidas internas. Por lo tanto, algunos transformadores de potencia necesitan una cámara de compensación de expansión del líquido aislante. En unidades en general superiores a 2000 kVA el tanque se construye para permanecer completamente lleno, lo que implica la utilización del conservador de líquido. En unidad es de menor potencia, generalmente el tanque recibe el líquido aislante hasta

aproximadamente 15 cm de su nivel o borde, dejando un espacio vacío destinado a la cámara de compensación. Los transformadores que no poseen el tanque de expansión se denominan transformadores sellados. Los transformadores con tanque conservador permiten el uso del relevador Buchholz que se usa para la detección de fallas internas normalmente en transformadores grandes.

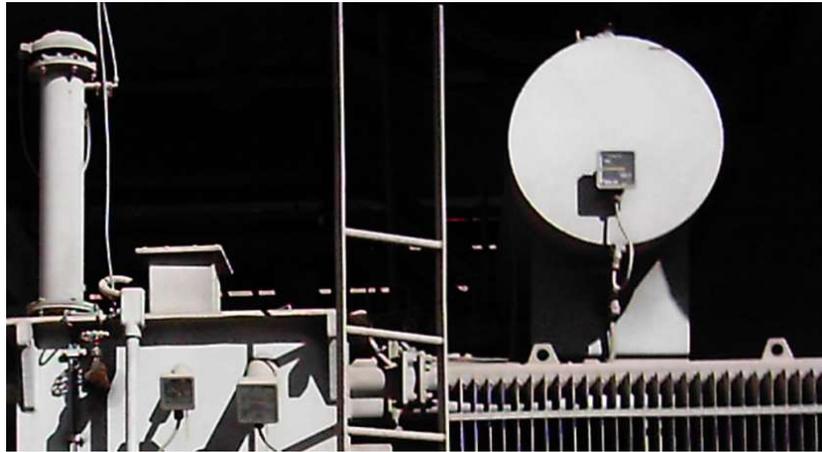


Ilustración 6. Tanque conservador de líquido aislante.

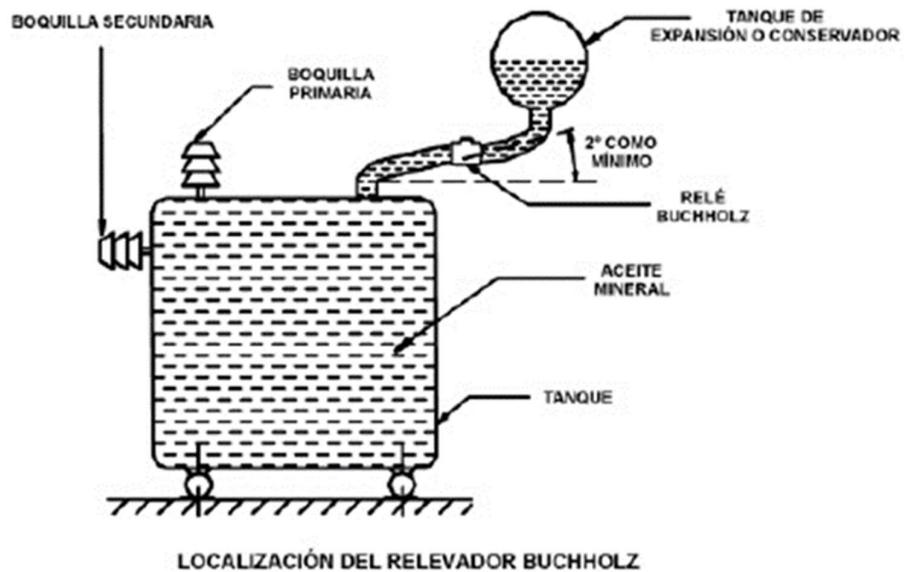


Ilustración 7. Tanque de expansión o conservador de líquido aislante

### *f) Radiadores*

Los transformadores eléctricos de potencia disipan grandes cantidades de calor que deben ser evacuadas para prevenir recalentamientos excesivos. Para este fin se usa un sistema de radiación al medio ambiente que funciona mediante el movimiento natural de un aceite que actúa como líquido refrigerante.

Estos radiadores son dispositivos que permiten la transferencia de calor entre dos medios, siendo uno de ellos el aire del ambiente. Un radiador está formado por tubos de cobre en paralelo y con un espacio entre ellos, los tubos de cobre tienen un sistema de aletas que permite ampliar la superficie a través de la cual se disipa el calor. El radiador se emplea para la disipación de calor de un objeto con el fin de evitar el sobrecalentamiento y mejorar el rendimiento de su funcionamiento con respecto al tiempo.



Ilustración 8. Radiador en transformador de potencia

## **5) Pérdidas en un transformador**

Las pérdidas de potencia en un transformador real son un tema muy crítico y complicado, dichas pérdidas han sido estudiadas por años y años, llegando a la conclusión de que es imposible no tener pérdidas en un transformador; es por esto que ahora lo que se pretende lograr es reducir las pérdidas lo máximo posible.

Un transformador real tiene pérdidas por diferentes circunstancias, no solo por una, y sin embargo todas se manifiestan en forma de calor, es decir si un transformador tiene pérdida de potencia esta pérdida se transformará en calor, este es el principio de la conservación de energía.

Con el fin de tratar de reducir las pérdidas de potencia lo máximo posible, se ha estudiado cuales son las causas por las que se producen estas pérdidas y así tomar una medida adecuada y oportuna que permita una solución al problema; esta solución claramente no será una solución totalmente exitosa, pero lograra una mejora muy considerable.

### **a) Pérdidas en los bobinados**

Es la potencia consumida (PCU) en los bobinados de un transformador, funcionando bajo carga nominal. El valor de PCU depende de la intensidad de corriente tanto en el bobinado primario como en el secundario. Este inconveniente se debe a la resistencia interna del cobre de los arrollamientos, ya que por el efecto joule la potencia consumida en esta sección del transformador no genera ningún tipo de trabajo, sino que se disipa en forma de calor.

## b) Pérdidas en el núcleo del transformador

- **Histéresis**

Los núcleos ferromagnéticos de los transformadores se caracterizan por retener propiedades magnéticas, aunque se suprima el campo magnético original, así que cuando estos se saturan, todos los dominios se alinean completamente y por tanto es necesaria una fuerza coercitiva capaz de disminuir el flujo a 0.

Las pérdidas por histéresis corresponden a la energía que se requiere para reorientar los dominios cada ciclo de corriente alterna suministrada al transformador.

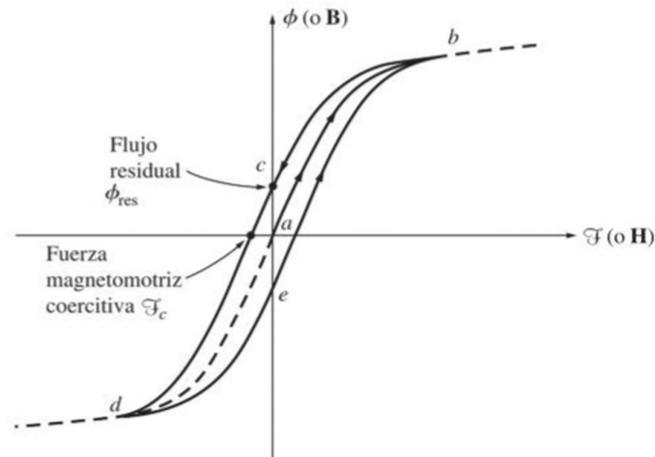


Ilustración 9. Curva de histéresis

- **Corrientes parásitas**

Las corrientes parásitas se producen cuando un conductor atraviesa un campo magnético variable, o viceversa. El movimiento relativo causa una circulación de electrones, o corriente inducida dentro del conductor. Estas corrientes circulares crean electroimanes con campos magnéticos que se oponen al efecto del campo magnético aplicado. Cuanto más fuerte sea el campo magnético aplicado, o mayor la conductividad del conductor, o mayor la velocidad relativa de movimiento, mayores serán las corrientes parásitas y los campos opositores generados.

En los núcleos de bobinas y transformadores se generan tensiones inducidas debido a las variaciones de flujo magnético a que se someten aquellos núcleos. Estas tensiones inducidas son causa de que se produzcan corrientes parásitas en el núcleo (llamadas corrientes de Foucault), que no son óptimas para la buena eficiencia eléctrica de éste ya que transforman parte de la energía en calor no deseado.

## **6) Transformadores Trifásicos**

El transformador más utilizado actualmente es el trifásico. Esto se debe a que la producción, distribución y consumo de energía eléctrica se realizan en corriente alterna trifásica. Entendemos por transformador trifásico aquel que es utilizado para transformar un sistema trifásico equilibrado de tensiones en otro sistema equilibrado de tensiones trifásico, pero con diferentes valores de tensiones e intensidades.

### **a) Conexiones trifásicas**

- Conexión estrella- estrella:

Se emplea en sistemas con tensiones muy elevadas, ya que disminuye la capacidad de aislamiento, pero esta conexión tiene dos serias desventajas.

1-Si las cargas en el circuito del transformador están desbalanceadas, entonces los voltajes en las fases del transformador se desbalancearán seriamente.

2- No presenta oposición a los armónicos impares (especialmente el tercero). Debido a esto la tensión del tercer armónico puede ser mayor que el mismo voltaje fundamental.

- Conexión estrella-delta

Esta no tiene problema con los componentes del tercer armónico en sus voltajes, ya que ellos se consumen en la corriente circulatoria del lado delta(D). Está conexión también es más estable con relación a las cargas desbalanceadas, puesto que la delta (D) redistribuye parcialmente cualquier desbalance que se presente.

Esta disposición tiene, sin embargo, un problema. En razón de la conexión delta(D), el voltaje secundario se desplaza  $30^\circ$  con relación al voltaje primario del transformador. El hecho de que un desplazamiento de la fase haya ocurrido puede causar problemas al conectar en paralelo los secundarios de dos grupos de transformadores. Los ángulos de fase de los transformadores secundarios deben ser iguales si se supone que se van a conectar en paralelo, lo que significa que se debe poner mucha atención a la dirección de desplazamiento de  $30^\circ$  de la fase, que sucede en cada banco de transformadores que van a ser puestos en paralelo.

- Conexión delta-estrella

Esta conexión tiene las mismas ventajas y el mismo desplazamiento de fase que el transformador U-D. Se usa en los sistemas de transmisión en los que es necesario elevar tensiones de generación. En sistemas de distribución industrial, su uso es conveniente debido a que se tiene acceso a dos tensiones distintas, de fase y línea.

- Conexión delta-delta

Esta conexión se utiliza frecuentemente para alimentar sistemas de alumbrado monofásicos y carga de potencia trifásica simultáneamente, presenta la ventaja de poder conectar los devanados primario y secundario sin desfasamiento, y no tiene problemas de cargas desbalanceadas o armónicas. Sin embargo, circulan altas corrientes a menos que todos los transformadores sean conectados con el mismo tap de regulación y tengan la misma razón de tensión.

## **7) Transformadores de instrumento**

### **a) Definición**

Son aparatos en donde la corriente secundaria dentro de las condiciones normales de operación es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque un poco desfasada. Su principal función es transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión. El primario del transformador se conecta en serie al circuito por controlar y el secundario en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y protección.

### **b) Tipos de transformadores de corriente**

Existen tres tipos de CT según su construcción:

1-Tipo devanado primario. Este como su nombre lo indica tiene más de una vuelta en el primario. Los devanados primarios y secundarios están completamente aislados y ensamblados permanentemente a un núcleo laminado. Esta construcción permite mayor precisión para bajas relaciones.

2-Tipo Barra. Los devanados primarios y secundarios están completamente aislados y ensamblados permanentemente a un núcleo laminado. El devanado primario, consiste en un conductor tipo barra que pasa por la ventana de un núcleo.

3-Tipo Boquilla (Ventana o Bushing). El devanado secundario está completamente aislado y ensamblado permanentemente a un núcleo laminado. El conductor primario pasa a través del núcleo y actúa como devanado primario.

***c) Tipo de instalación***

Los aparatos pueden ser construidos para ser usados en instalaciones interiores o exteriores. Generalmente, por razones de economía, las instalaciones de baja y media tensión, hasta 25 KV., son diseñadas para servicio interior. Las instalaciones de tipo exteriores son de tensiones desde 34.5 KV a 400 KV., salvo en los casos donde, por condiciones particulares se hacen instalaciones interiores para tensiones hasta 230 KV. Es conveniente examinar, además, el tipo de CT que se pueda instalar, dependiendo de las facilidades de mantenimiento.

***d) Tipo de aislamiento***

Los materiales que se utilizan para el aislamiento dependen del voltaje del sistema al que se va a conectar, la tensión nominal de aislamiento debe ser al menos igual a la tensión más elevada del sistema en que se utilice. Los tipos de aislamiento se dividen en tres clases:

1-Material para baja tensión. Generalmente los CT's son construidos con aislamiento en aire o resina sintética, suponiéndose que lo común son las instalaciones interiores.

2- Material de media tensión. Los transformadores para instalaciones interiores (tensión de 3 a 25 KV) son construidos con aislamiento de aceite con envolvente de porcelana (diseño antiguo), o con resina sintética (diseño moderno).

3-Materiales para alta tensión. Los transformadores para alta tensión son aislados con papel dieléctrico, impregnados con aceite y colocados en una envolvente de porcelana.

Es importante definir la altitud de la instalación sobre el nivel del mar, ya que las propiedades dieléctricas de los materiales y del aire disminuyen con la altitud. Normalmente todos los equipos se diseñan para trabajar hasta 1000 Mts sobre el nivel del mar, si la altitud es mayor el nivel de aislamiento debe ser mayor.

### *e) Tipos de conexión*

Hay tres formas en las que normalmente se conectan los secundarios de los transformadores de corriente, en circuitos trifásicos:

- Conexión en estrella

En esta conexión se colocan tres transformadores de corriente, uno en cada fase, con relevadores de fase en dos o tres de las fases para detectar fallas de fase. En sistemas aterrizados, un relevador conectado en el común de los tres CT's detecta cualquier falla a tierra o por el neutro. En sistemas no aterrizados conectados de la misma forma puede detectar fallas a tierra múltiples de diferentes alimentadores. Las corrientes en el secundario están en fase con las del primario.

- Conexión en delta abierta

Esta conexión es básicamente la misma que la conexión en delta, pero con una pierna faltante, usando solo dos CT's. Con esta conexión se puede lograr una protección contra falla entre fases, en las tres fases, pero solo ofrece protección de fallas a tierra para las fases en que se tiene CT y si el ajuste del relevador está por debajo de la magnitud de la falla. En esta conexión las corrientes del secundario están en fase con las del primario.

- Conexión en delta

Esta configuración utiliza tres transformadores de corriente, pero a diferencia de la conexión en estrella, los secundarios se interconectan antes de conectarlos a los relevadores. Este tipo de conexión se utiliza para la protección diferencial de transformadores de potencia. La conexión en delta de los CT's se utiliza en el lado del transformador de potencia conectado en estrella, y la conexión en estrella de los CT's se usa en el lado del transformador conectado en delta.

### **8) Relación de transformación de los PT's**

La relación de los transformadores de potencial se define entre los valores de la tensión primaria y la tensión secundaria. La tensión secundaria preferente es de 120 volts, pero pueden emplearse 127, 115, 110, 100 o 69.39 volts. Para los equipos digitales pueden solicitar 220, 240, 254 voltios o similares.

Se mide la relación de transformación de los devanados para distintas posiciones del tap. Se puede realizar con un medidor de relación de transformación o aplicando un voltaje alterno reducido al primario y midiendo el voltaje en el secundario.

Se debe estar dentro de un 60.5 % de los datos del fabricante.

### **9) Aplicaciones de los CT's y PT's**

Son utilizados para alimentar a los equipos que controlan la energía eléctrica, protegen los grandes sistemas eléctricos, vigilan las variaciones de corriente y de voltaje, y miden con exactitud el consumo de energía y potencia eléctrica.

En general se clasifican por su función:

- Transformadores para Medición
- Transformadores para Protección.
- Transformadores con devanados para Medición y Protección.

## ***10) Transformadores de potencia***

### ***a) Definición***

El transformador es una maquina eléctrica de corriente alterna que no tiene partes móviles. Consta de dos bobinas de alambre no magnético aisladas entre si y montadas estas en un núcleo magnético, todo esto sumergido en aceite aislante contenido en un tanque. El transformador puede ser utilizado como elevador de tensión o reductor de tensión, dependiendo esto de la relación de vueltas entre el devanado primario y el devanado secundario.

Son aparatos en donde la tensión secundaria dentro de las condiciones normales de operación es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque un poco desfasada. Su principal función es transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión. El primario del transformador se conecta en paralelo al circuito por controlar y el secundario en paralelo con las bobinas de tensión de los aparatos de medición y protección.

Las terminales del devanado primario del transformador de potencial se conectan a las dos líneas del sistema donde se necesita medir en alta tensión y los instrumentos de medición se conectan en paralelo a las terminales del secundario.

### ***b) El núcleo***

El núcleo de un transformador de potencia consiste básicamente de un laminado de acero laminado al silicio [10], los devanados primario y secundario, los accesorios para cambio de tensión (cambiador de derivaciones). Las placas de acero al son aleaciones que contienen alrededor del 5% de silicio, cuya función es reducir las pérdidas por histéresis y aumentar la resistencia del acero, permitiendo con esto reducir las corrientes parásitas.

***c) Devanados***

Estos devanados están formados por bobinas primaria y secundaria, y en algunos casos de terciarias. Los conductores son normalmente de cobre, aislados con esmalte y cubiertos con cintas de algodón o papel especial.

***d) El recipiente conservador de líquido aislante***

El calor generado en las bobinas produce pérdidas de energía y las corrientes parasitas en el núcleo se utilizan distintos tipos de métodos para bajar la temperatura al transformador. Normalmente estos transformadores están enfriados por aceite dieléctrico y en dependencia de la capacidad del transformador tienen reservorios de aceite en caso de emergencias.

La penetración de la humedad en el interior del transformador reduce sustancialmente las características dieléctricas del líquido aislante, dando como resultado pérdida de aislamiento de las partes activas, y, en consecuencia, quema de equipo. Para evitar la penetración de aire húmedo en el interior del transformador, se instala un recipiente que contiene sílica-gel, que sirve de comunicación entre el interior del tanque y el ambiente exterior, de manera que, durante el proceso de respiración del transformador, la humedad del aire que penetra en el secador es absorbida por la sílica-gel, que es un producto químico con una gran capacidad de absorción de humedad.

***e) El cambiador de derivaciones***

El cambiador de derivaciones (Taps) [11] tiene la función básica de elevar o reducir la tensión secundaria del transformador de acuerdo al nivel de tensión en el primario. El cambiador de derivaciones no corrige la falta de regulación de un sistema. Por lo tanto, la utilización correcta del cambiador de derivaciones se hace cuando la tensión está permanentemente baja. Los cambiadores de derivación se clasifican como: con carga y sin carga. Los cambiadores con carga sólo se usan en transformadores de gran potencia en las redes de transmisión, en tanto que los cambiadores sin carga se usan en los transformadores de potencias bajas usados en las redes de distribución o en aplicaciones industriales.

### *f) Termómetro*

Supervisión de la temperatura del aceite y de los devanados:

El termómetro de aceite es simplemente un bulbo instalado en la parte superior del transformador.

El termómetro de devanado llamado también “hotspot” es similar al del aceite, pero lleva una bobina calefactora para simular la integración térmica de temperatura del aceite y la del devanado provocada por la carga.

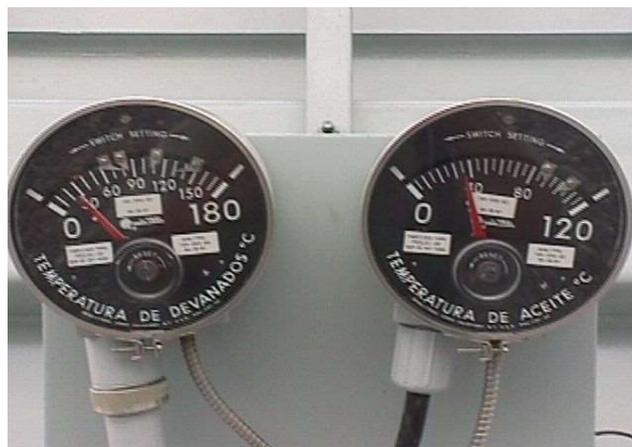


Ilustración 10. Nota: algunas veces tienen contactos que activan alarmas y disparos

Alarma: 90-100 °C ó 90-110%

Disparo: 105-115°C ó 110-120%

### *g) Indicador de nivel de aceite*

Los indicadores magnéticos de nivel consisten en un flotador e imán permanente instalado en el interior del tanque a la altura del nivel que por diseño se debe tener y en la parte exterior se tiene una caratula accionada por el imán.

#### ***h) Dispositivo para toma de muestra de aceite***

Los transformadores generalmente están dotados por medio de un dispositivo para retirar muestras de aceite, este dispositivo está localizado en la parte inferior, que es donde se concentra el volumen de aceite contaminado este dispositivo consta de una válvula de drenaje.

#### ***i) Válvula de alivio de presión***

Los transformadores de potencia deben poseer un dispositivo que sea accionado cuando la presión interna del equipo alcance un valor superior al límite máximo admisible, permitiendo una eventual descarga del aceite. Las válvulas utilizadas para esta finalidad deben tener contactos eléctricos auxiliares con el fin de permitir la desconexión del interruptor de protección. La diferencia entre un relevador de súbita presión y una válvula de alivio de presión es que el primero actúa durante la ocurrencia de una variación instantánea de presión interna, en tanto que la segunda opera en la eventualidad de que la presión rebase un límite establecido.

#### ***j) Placa de características***

Todos los transformadores deben tener una placa que identifique sus principales características eléctricas y funcionales, por ejemplo:

- El tipo de fabricante
- El número de serie
- El año de su instalación
- Clase: ONAN, ONAF
- Tipo de refrigerante
- Numero de fases
- Temperatura de aceite

- Impedancia
- Clima
- Tipo de tanque
- Volumen de aceite, entre otros.

### ***11) Sistemas de Enfriamiento para Transformadores de Potencia***

Durante su operación el transformador genera pérdidas en forma de calor, pérdidas de Joule. Por esto, es necesario un sistema de refrigeración que mantenga al transformador dentro de unos niveles de temperatura aceptables, ya que en el caso de que se den sobre temperaturas en los aislamientos estos verán reducido su tiempo de vida útil de manera considerable.

Para la distinción de los tipos de refrigeración la normativa clasifica estos sistemas con un acrónimo de cuatro letras:

1.- Primera letra: Designa el fluido refrigerante primario, que está en contacto con las partes activas del transformador.

- Aire (Air): A

- Aceite (Oil): O

- Agua (Water): W2

2.- Segunda letra: Designa el método de circulación del fluido primario.

- Natural: N

- Forzada: F

-Dirigida: D3.

3.-Tercera letra: Designa el fluido refrigerante secundario.

4.- Cuarta letra: Designa el método de circulación del fluido secundario

Tabla 1. Métodos de enfriamiento en transformadores de potencia

<b>MÉTODO DE ENFRIAMIENTO</b>	<b>SÍMBOLO</b>
Sumergido en aceite, con circulación natural de aire	OA
Sumergido en aceite con enfriamiento propio, con circulación de aire forzado	OA/FA
Sumergido en aceite con enfriamiento propio, con enfriamiento aceite forzado – aire forzado	OA /FOA/ FOA
Sumergido en aceite con enfriamiento por aceite forzado con enfriadores de aire forzado	FOA
Sumergido en aceite con enfriamiento por aceite forzado con enfriadores de agua forzada	FOW
Tipo secos con enfriadores propio	AA
Tipo seco con enfriamiento por aire forzado	AFA
Tipo seco con enfriamiento propio y por aire forzado	AA/FA

La eliminación del calor es necesario para evitar una temperatura interna excesiva que podría acortar la vida del aislamiento, provocado por las pérdidas generadas en los devanados, pero también estas pérdidas dependen del diseño, la construcción, el tipo de transformador, sus características de voltaje, corriente y potencia, empleando así los distintos tipos de enfriamiento y diferentes equipos para poder disipar y eliminar el calor generado.

En la siguiente imagen se puede apreciar un transformador de potencia con radiadores, bombas y ventiladores en conjunto para poder disipar el calor generado por las pérdidas.

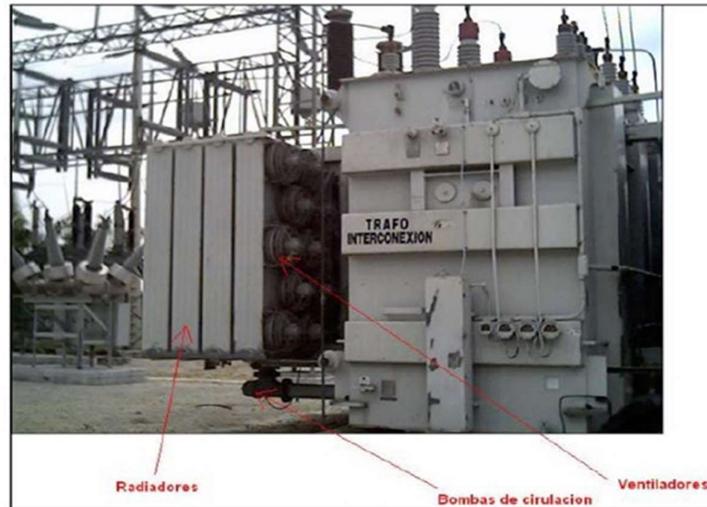


Ilustración 11. Se puede apreciar la ubicación de los dispositivos de refrigeración de un transformador de potencia

## ***12) Tipos de Enfriamiento para Transformadores de Potencia***

- TIPO OA

Sumergido en aceite, con enfriamiento natural. Este es el enfriamiento más comúnmente usado y el que frecuentemente resulta el más económico y adaptable a la generalidad de las aplicaciones. En estos transformadores, el aceite aislante circula por convección natural dentro de un tanque con paredes lisas, corrugadas o bien previstas de enfriadores tubulares o radiadores separables.

- TIPO OA/FA

Sumergido en aceite con enfriamiento propio y con enfriamiento de aire forzado. Este tipo de transformadores es básicamente una unidad OA a la cual se le han agregado ventiladores para aumentar la disipación del calor en las superficies de enfriamiento y por lo tanto, aumentar los KVA de salida.

- TIPO OA/FOA/FOA

Sumergido en aceite con enfriamiento propio, con enfriamiento de aceite forzado-aire forzado, con enfriamiento aceite forzado-aire forzado.

El régimen del transformador tipo OA, sumergido en aceite puede ser aumentado por el empleo combinado de bombas y ventiladores. En la construcción se usan los radiadores desprendibles normales con la adición de ventiladores montados sobre dichos radiadores y bombas de aceite conectados a los cabezales de los radiadores.

- TIPO FOA

Sumergidos en aceite, con enfriamiento por aceite forzado con enfriadores de aire forzado. El aceite de estos transformadores es enfriado al hacerlo pasar por cambiadores de calor o radiadores de aire y aceite colocados fuera del tanque. Su diseño está destinado a usarse únicamente con los ventiladores y las bombas de aceite trabajando continuamente.

- TIPO OW

Sumergidos en aceite, con enfriamiento por agua. Este tipo de transformador está equipado con un cambiador de calor tubular colocado fuera del tanque, el agua de enfriamiento circula en el interior de los tubos y se drena por gravedad o por medio de una bomba independiente. El aceite fluye, estando en contacto con la superficie exterior de los tubos.

- TIPO FOW

Sumergido en aceite, con enfriamiento de aceite forzado con enfriadores de agua forzada.

El transformador es prácticamente igual que el FOA, excepto que el cambiador de calor es del modelo agua-aceite y por lo tanto el enfriamiento del aceite se hace por medio de agua sin tener ventiladores.

- TIPO AA

Tipo seco, con enfriamiento propio. La característica primordial es que no contienen aceite u otro líquido para efectuar las funciones de aislamiento y enfriamiento, y es el aire el único medio aislante que rodea el núcleo y las bobinas menos de 15KV y hasta 2 000 KVA.

- TIPO AFA

Tipo seco, con enfriamiento por aire forzado. Para aumentar la potencia del transformador AA, se usa el enfriamiento con aire forzado. El diseño comprende un ventilador que empuja el aire en un ducto colocado en la parte inferior del transformador.

- TIPO AA/AFA

Tipo sedo, con enfriamiento natural con enfriamiento por aire forzado. La denominación de estos transformadores indica que tienen dos regímenes, uno por enfriamiento natural y el otro contando con la circulación forzada por medio de ventiladores, cuyo control es automático y opera mediante un relevador térmico.

### ***13) Protección de los transformadores de potencia***

Para eliminar posibles errores en la medición tanto de fase como de ángulo se le aplica un frenado a la protección. Este frenado se basa en la corriente a frecuencia fundamental, pero también en los armónicos segunda y quinto, para de ese modo evitar transitorios durante la excitación del transformador que se protege.

Ya que se dice que el transformador es el alma de un sistema de potencia, ya que es éste el que se encuentra en cada uno de los puntos donde las tensiones cambian de valor. Siempre están dispuestos en una subestación, ya sea de interconexión, elevación, o reducción. El tipo de protección más comúnmente utilizado es la diferencial de corriente

#### ***a) Tipos de Protecciones***

Existen diversos tipos de protecciones para los transformadores de potencia, entre las más utilizados se encuentran:

- 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 de este instalan los medidores de temperatura en el tanque del transformador.

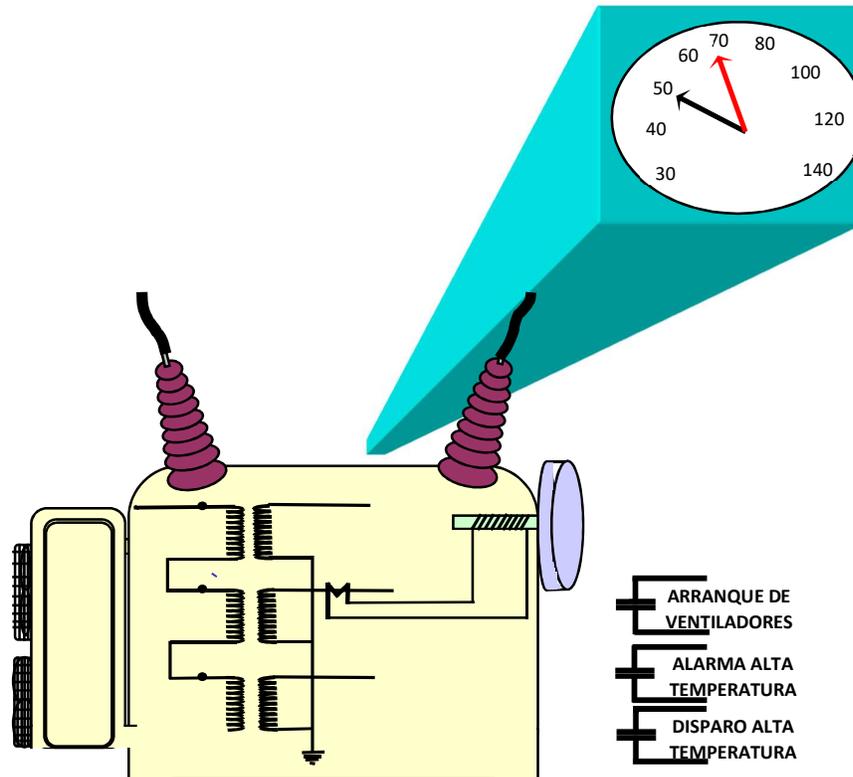


Ilustración 12. Medidor de temperatura encargado del arranque de los ventiladores de los radiadores y accionar alarmas de temperaturas. Estos se encuentran conectados a las bobinas del transformador.

- Medidores de Nivel

El indicador de nivel de aceite señala el nivel del líquido aislante contenido en el tanque principal del transformador o en comportamientos 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 está instalado justo a la altura del nivel de aceite.

- Dispositivos 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.

- Relé Buchholz

Se utiliza en transformadores que emplean aceite como medio aislante y refrigerante, y que tienen tanque conservador. Su principio se basa en que cualquier falla que se origine dentro del transformador, produce arcos eléctricos que, en contacto con el aceite, generan gases que son detectados por el relevador, estos gases en forma de burbuja buscan llegar al tanque conservador, y al pasar por el relevador se atrapan haciendo descender el nivel de aceite dentro de el mismo y haciendo que actúe un flotador ubicado en la parte superior.

Si el nivel sigue bajando actúa un segundo flotador actuando como respaldo, igualmente si existe una cantidad de gas, actúa el flotador superior y se envía una señal de alarma o de falla y también si una pérdida de nivel de aceite está ocurriendo, el segundo flotador actúa para aislar el transformador ocurre una falla que genere un contra flujo hacia el tanque conservador, se opera una protección que aísla el transformador.

El relé Buchholz detecta las siguientes fallas:

- ✓ Falsos contactos
- ✓ Sobrecargas fuertes
- ✓ Deformación en el núcleo que genere corrientes circulantes
- ✓ Fallas de aislamientos entre fases o a tierra con arco eléctrico
- ✓ Fallas de aislamientos entre espiras con arco eléctrico.



Ilustración 13. Válvulas y reguladores de presión que accionan el relé Buchholz con un tanque de gas inerte

- Relevador de presión súbita

Equivale al relevador buchholz, pero es utilizado en transformadores sin tanque conservador. La falla la detectan al existir presión repentina provocada por arqueo eléctrico en el aceite, y/o en el gas.

Existen dos tipos de relevadores:

- Presión súbita en aceite:

Se instala en la parte inferior del tanque principal. Cuenta con una celda de presión que al ser vencida por la presión del aceite cierra un contacto que aísla al transformador

- Presión súbita en aire o nitrógeno:

Se instala en la parte superior del tanque. Está diseñado para operar con gas.



Ilustración 14. Instalación de un revelador de presión súbita en aceite



Ilustración 15. Relevador de presión súbita para instalar en parte superior del tanque

- Medidores de presión/Vacío

El medidor de presión/vacío también llamado mano vacuómetro, 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.

- Válvula para hacer vacío

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.

#### ***14) Puesta a tierra para transformadores de potencia***

Los componentes de la puesta a tierra se dimensionan con distintos criterios según sea su función, los conductores se deben dimensionar con la mayor corriente que por ellos puede circular, y los dispersores para la mayor corriente que pueden drenar.

La corriente conducida por cada elemento de la red de tierra surge de determinar las *distintas* corrientes de falla, generalmente entre la corriente de cortocircuito trifásica y monofásica se encuentra el mayor valor.

**a) Objetivo de Puesta a Tierra**

El objetivo de la puesta a tierra de seguridad es la protección de las personas de recibir una descarga eléctrica por fallas de aislamiento, o cortocircuitos.

Con esta finalidad todas las canalizaciones metálicas, soportes, estructuras, gabinetes, tableros y en general toda estructura metálica (conductora) que por accidente pueda quedar bajo tensión, debe ser conectada a tierra.

La puesta a tierra de seguridad no presenta normalmente corrientes drenadas, solo cuando se presenta una falla, un ejemplo es la conexión a tierra de las carcasas de las maquinas eléctricas, para que en caso de falla de sus arrollamientos no presenten tensiones hacia tierra.

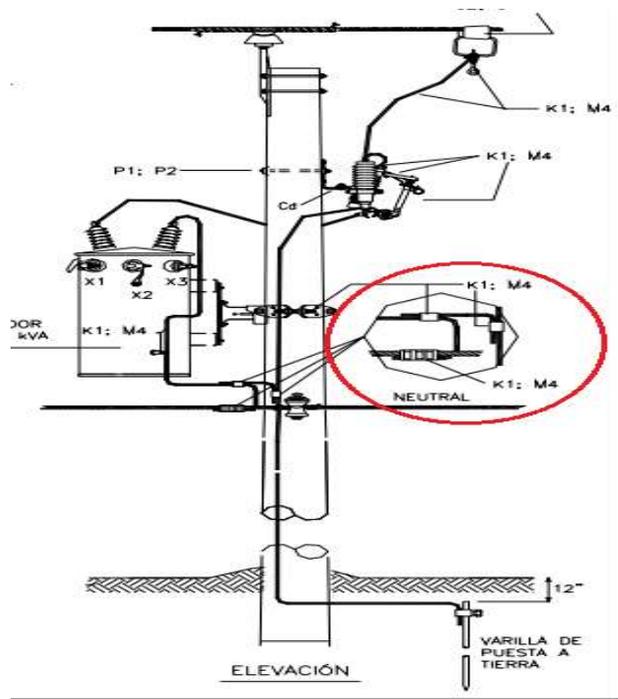


Ilustración 16. Conexión de puesta a tierra de un transformador convencional

## ***15) Protección de los transformadores de potencia (Pararrayo)***

Un pararrayo es un instrumento cuyo objetivo es atraer un rayo ionizando el aire para excitar, llamar y conducir la descarga hacia tierra, de tal modo que no cause daños a las personas o construcciones.

Los pararrayos son dispositivos que se utilizan para evitar que un rayo dañe los sistemas de alimentación eléctrica. Los sistemas eléctricos modernos tienden a ser vulnerables a las sobrecargas de cualquier tipo, por lo que los pararrayos se han vuelto más necesarios. Estos capturan las sobrecargas en el cableado eléctrico y las desvían a los cables a tierra, que dirigen la corriente al suelo. Hay varios tipos populares de pararrayos disponibles.

### ***a) Tipos de Pararrayos***

- Pararrayos de tipo válvula

Los pararrayos de tipo válvula se utilizan comúnmente en los sistemas eléctricos de mayor potencia. Se componen de dos partes principales: una serie de brechas de chispas y una serie de discos de resistencias no lineales. Los de este tipo funcionan cuando un voltaje excesivo hace que las brechas de chispas se toquen, y las resistencias no lineales llevan la tensión a tierra. Una vez que la sobrecarga de energía termina, las resistencias separan las brechas de chispas.

- Pararrayos de tipo perdigón

Los pararrayos de tipo perdigón se componen de tubos de vidrio llenos de perdigones de plomo. Los mismos están hechos de un interior de peróxido de plomo recubierto por óxido de plomo. El óxido de plomo no es muy conductor; el peróxido de plomo sí. Cuando se calienta el óxido de plomo, se convierte en peróxido de plomo, dando a la corriente un lugar para fluir. Después que la corriente es transferida, el peróxido de plomo cambia de nuevo al óxido de plomo. Este tipo de pararrayos ya no se utiliza ampliamente.

## b) Principios de Pararrayos

El pararrayos no es más que un dispositivo que, colocado en lo alto de un edificio, dirigen al rayo a través de un cable hasta la tierra para que no cause desperfectos.

Ya se ha comentado que normalmente las nubes de tormenta tienen su base cargada negativamente, mientras que la región de tierra que se encuentra debajo de ellas, por efecto de inducción electrostática, presenta carga positiva. Las cargas negativas de la nube se repelen entre sí y son atraídas por las cargas positivas de la tierra.

Puesto que el pararrayos está conectado a tierra, sus electrones son repelidos por los de la nube con lo que queda cargado positivamente al igual que la tierra bajo la nube.

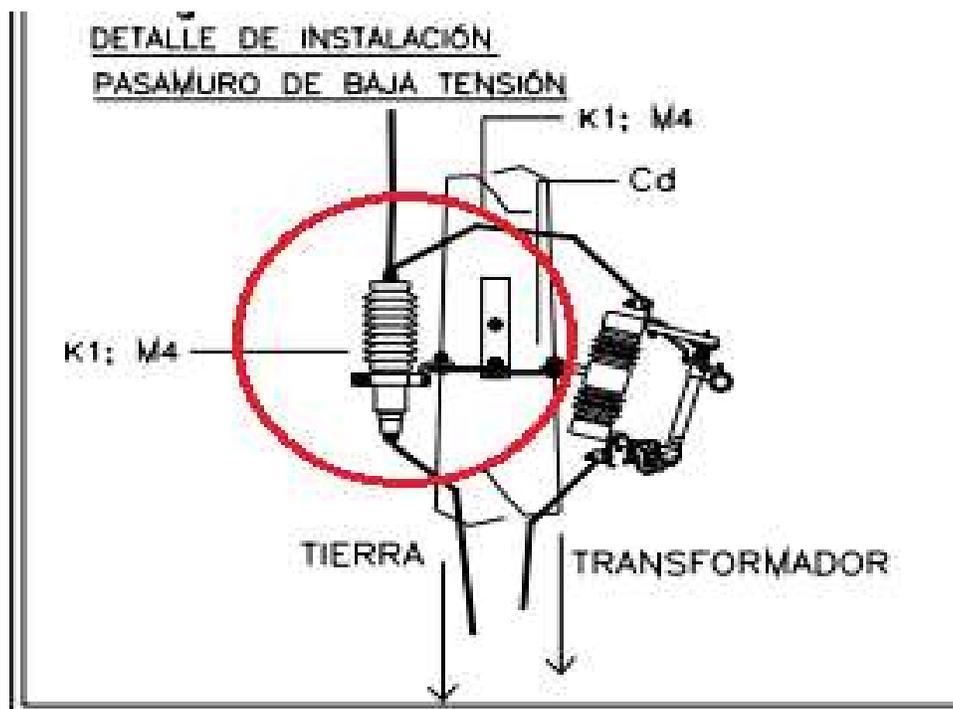


Ilustración 17. Instalación de un pararrayos en un poste que va conectado a la puesta a tierra del poste

## ***16) Pruebas en los transformadores de potencia***

### ***a) Medida de resistencia de aislamiento***

Se aplica voltaje de CD entre los devanados y tierra (megger), las lecturas deben de considerarse como relativa y compararse con mediciones anteriores, para así llevar un control específico.

Objetivo: conocer el procedimiento a seguir para la medida de la resistencia de aislación RA, así como el equipo, las precauciones y todo aquello que involucre esta prueba.

Se realizarán mediciones complementarias del índice de polarización y absorción dieléctrica.

Elementos de protección personal requeridos en esta práctica son: casco plástico, guantes aislantes (clase 1,7.5 KV), guantes de cuero, anteojos plásticos, protector facial, botines de seguridad y es solicitado disponer en el lugar de ensayo: vallas de señalización, tarima aislante, cadena PTA a tierra, bastón de rescate, detector de tensión, pértiga de descarga, matafuego, botiquín de primeros auxilios.

La medición de la resistencia de aislación tiene por objeto determinar si los elementos dieléctricos que constituyen el transformador, se encuentran libres de humedad y contaminación.

El resultado de esta prueba, indica si el transformador es apto para ser sometido a las subsiguientes pruebas de aislación o no.

Índice de polarización: Es la relación entre la medición de la RA del minuto 10, sobre la medición del minuto 1, es conocida como índice de polarización (IP). Esta magnitud proporciona como su nombre lo indica, un índice de la calidad de la aislación ensayada. Tiene principal importancia ante valores de RA menores a 5G.

Tabla 2. Estado de la aislación eléctrica IRAM 2325, base experimental

Relación de absorción dieléctrica.	Índice de polarización.	Clasificación del estado de la aislación.
$RAD < 1.1$	$IP < 1.0$	Peligros
$1.1 \leq RAD \leq 1.25$	$IP < 1.5$	Cuestionable
$1.25 \leq RAD \leq 1.4$	$1.5 \leq IP \leq 2.0$	Aceptable
$1.4 \leq RAD \leq 1.6$	$2.0 \leq IP \leq 3.0$	Bueno
$1.6 \leq RAD$	$3.0 \leq IP \leq 4.0$	Muy bueno
	$4.0 \leq IP$	Excelente

Relación de absorción dieléctrica RAD: En la relación entre la resistencia de aislación medida a los 60 segundos y la medida a los 30 segundos. Tiene principal importancia en valores bajos de IP. (Ensayo complementario). Las conclusiones se encuentran en la tabla 1.

- Precauciones antes de iniciar el ensayo
  - ✓ Verificar ausencia de tensión, puesta a tierra en bornes de la máquina y bloqueos.
  - ✓ Retirar luego la puesta a tierra de la muestra. (use EPP)
  - ✓ Observar que las terminales de MT se encuentren libres de otras conexiones.
  - ✓ Observar que las terminales de BT se encuentren libres de otras conexiones.
  - ✓ Vallar la zona de trabajo como medida de seguridad impidiendo el acceso hacia partes que serán energizadas con tensión de prueba.
  - ✓ Conectar el cable de tierra del equipo de medición a la cuba del transformador. (también a tierra)
  - ✓ Cortocircuitar entre si los tres aisladores pasantes del bobinado de MT (libres de tierra).
  - ✓ Cortocircuita entre si los tres aisladores pasantes del bobinado de BT (libres de tierra).
  - ✓ Condiciones ambientes tales como presencia de humedad y polvo pueden afectar los resultados y falsear las mediciones.

- Conexiones y medidas a realizar en el transformador bajo prueba
- ✓ Cortocircuitar entre sí, pero en forma independiente del resto, todos los devanados primarios, secundarios y terciarios (si existen).
- ✓ Conectar las puntas del equipo para evaluar la resistencia de aislación entre los diferentes devanados, y entre cada uno de ellos respecto a tierra. Es decir: MT/TIERRA, BT/TIERRA, MT/BT.
- ✓ Si existieran devanados, las mediciones sobre estos, deberían también ser incluidas.

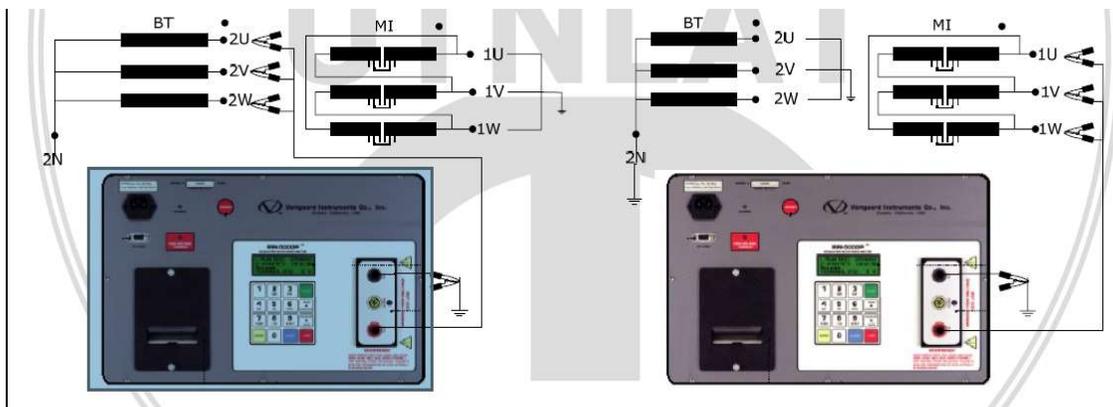


Ilustración 18. Tensión de ensayo

Es importante tener en cuenta que la tensión CC a aplicar, no debe exceder el valor de la cresta o pico de la tensión de CA correspondiente al ensayo de tensión aplicada. (ANSI C57 12.90 Num.10.11.3).

- Precauciones en el desarrollo de la prueba

Después de la adquisición de datos y antes de cambiar de ubicación las puntas de prueba, el tiempo de descarga del equipo debe ser respetado con el fin de evitar situaciones de riesgos. (Use EPP).

- Precauciones al finalizar el ensayo
  - ✓ Verificar ausencia de tensión del equipo de ensayo.
  - ✓ Descargar los bobinados mediante pértiga de descarga.
  - ✓ Retirar los cables de conexión del equipo de ensayo (Use EPP).
  - ✓ Observar que las terminales de MT y BT se encuentren libres de otras conexiones.
  - ✓ Retirar el vallado de la zona de trabajo.
- Lecturas

Durante la aplicación de la tensión de ensayo, las lecturas deberán ser tomadas durante diferentes instantes de tiempo: al transcurrir un minuto y posteriormente minuto a minuto hasta los 10 minutos.

Los datos se consignarán detalladamente en el protocolo de ensayo con formato correspondiente.

Tiempo	tension de ensayo (CC)	RA (MΩ) leído MT/Tierra	RA (MΩ) leído BT/Tierra	RA (MΩ) leído MT/BT	RA (MΩ) corregido MT/Tierra	RA (MΩ) corregido BT/Tierr	RA (MΩ) corregido MT/B
30 seg	5 KV						
60 seg	5 KV						
2 min	5KV						
3 min	5 KV						
4 min	5KV						
5 min	5KV						
6 min	5KV						
7 min	5 KV						
8 min	5 KV						
9 min	5 KV						
10 min	5 KV						
IP	5 KV						
RAD	5 KV				Graficar RA= f(t)	Graficar RA= f(t)	Graficar RA= f(t)

Ilustración 19. Protocolo de ensayo

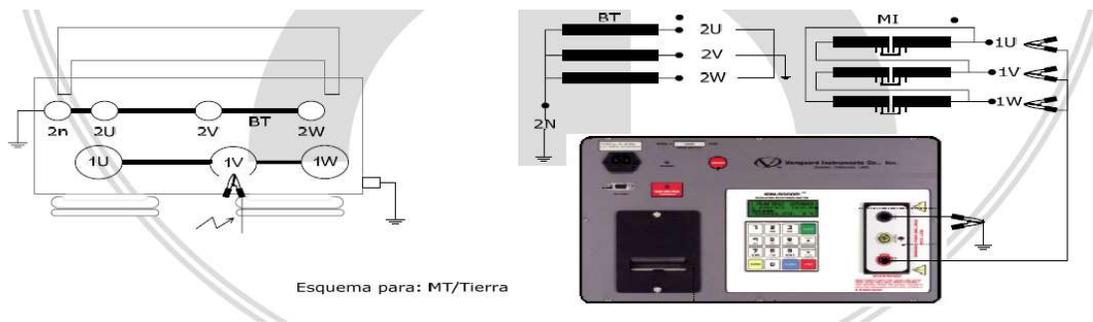


Ilustración 20. Esquema de conexión para realizar: MT/ TIERRA

### ***b) Medición del factor de potencia***

El estado del aislamiento es esencial para un funcionamiento seguro y fiable del transformador. La medición de la capacitancia y del factor de disipación/potencia le ayudará a determinar el estado del aislamiento en las bornas o entre devanados.

Las mediciones de capacitancia y factor de potencia/factor de disipación (PF/DF) se realizan para investigar el estado del aislamiento de los transformadores de potencia y las bornes. Ambos sistemas de aislamiento son esenciales para el funcionamiento confiable del transformador. Una alta conductividad del aceite, el envejecimiento y un aumento en el Contenido de agua son síntomas del proceso de degradación del aislamiento. Estos síntomas producen también un aumento de las pérdidas, que pueden cuantificarse midiendo el factor de potencia o el factor de disipación.

Los cambios en la capacitancia pueden indicar una ruptura parcial entre las capas capacitivas de las bornes. Midiendo la capacitancia y las pérdidas, pueden detectarse problemas en el aislamiento antes de que se produzca una falla. Una de las principales causas de las retiradas de servicio de los transformadores es la sustitución de las bornes debido al deterioro o falla del aislamiento.

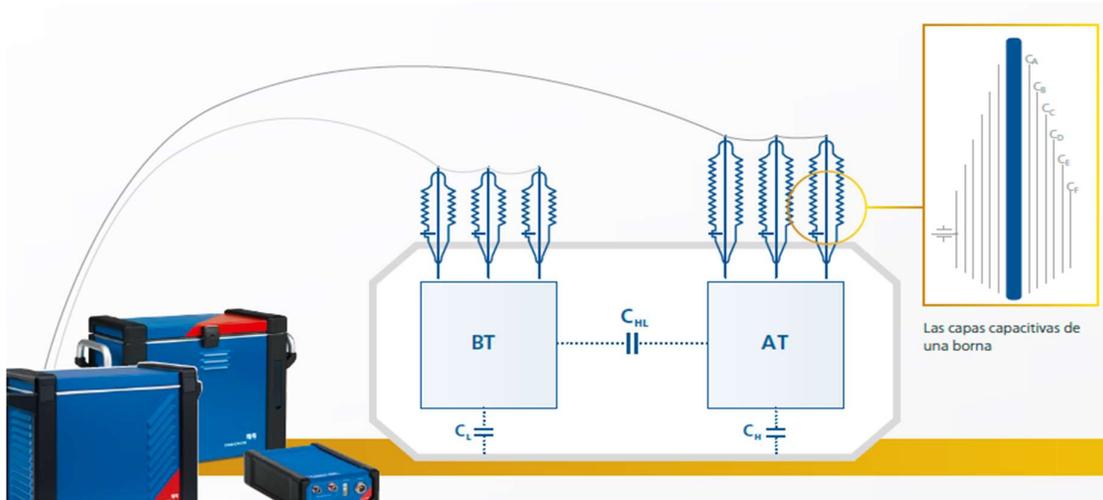


Ilustración 21. CPTD12/15 combinado con TESTRANO 600 o CPC 100/80, ambos pertenecientes a la marca OMICRON, permiten la medición de la capacitancia y del factor de potencia/disipación.

- Procedimiento

En los transformadores de potencia, las mediciones se realizan en el aislamiento principal entre los devanados (CHL) y el aislamiento entre los devanados y el aislamiento entre los devanados y la cuba (CH,CL). Se cortocircuitan los devanados y se aplica la tensión de prueba a un devanado mientras se mide la corriente a través del aislamiento en el devanado opuesto o en la cuba.

En las bornas, la tensión se aplica al conductor principal, mientras que la medición de la corriente se realiza en la toma de medición.

El factor de potencia, también denominado  $\tan(\alpha)$ , se calcula a través de la tangente del ángulo  $\alpha$  entre la corriente medida y la corriente ideal, que se produciría de no existir pérdidas. El factor de potencia es el coseno del ángulo  $\varphi$ , por lo tanto, también se denomina  $\cos(\varphi)$ , entre la tensión de salida y la corriente medida.

El uso de frecuencias diferentes a la frecuencia de la línea aumenta la sensibilidad de la medición, ya que algunos problemas son más dominantes a frecuencias por encima o por debajo de la frecuencia de la línea. Los modernos dispositivos de prueba pueden realizar barridos automáticos de frecuencia o de tensión.

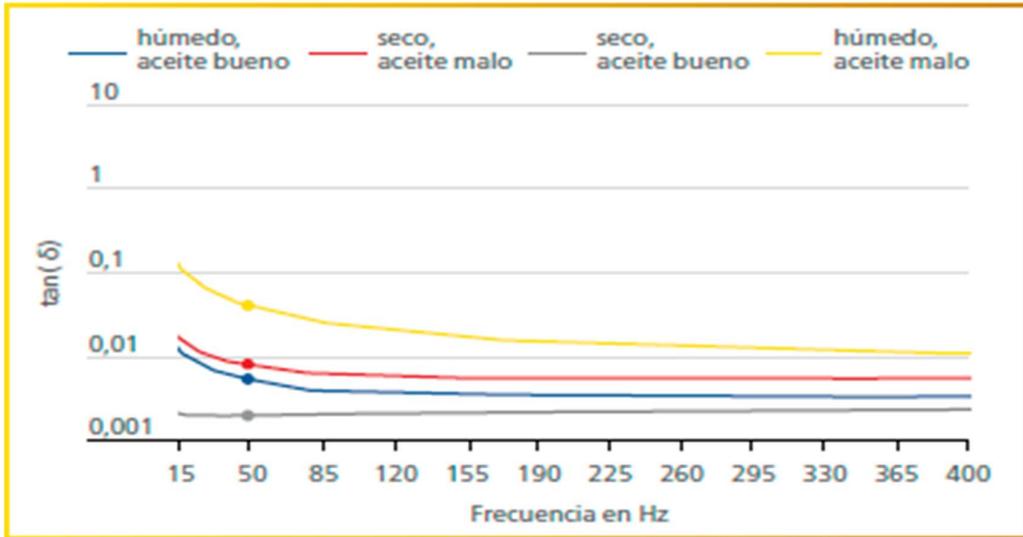


Ilustración 22. Prueba ejecutada a 4 transformadores diferentes por encima y por debajo de la línea de los 50 Hz

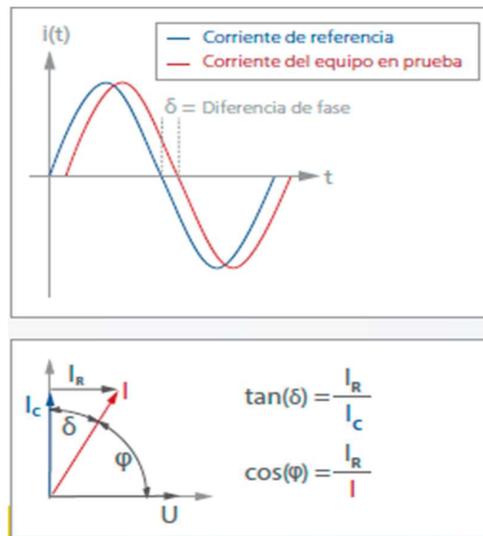


Ilustración 23. Pérdidas dieléctricas muestran un desfase entre la corriente de referencia y la corriente del equipo en prueba

## ***17) Fallas en un transformador***

Las fallas más en un transformador pueden ocurrir en diferentes partes o componentes debido a problemas mecánicos y eléctricos o un estrés térmico ocasionado por diferentes condiciones. A continuación, se enlista las fallas que ocurren con mayor frecuencia en un transformador junto con sus causas:

### ***a) Falla en el devanado***

Un devanado es una parte muy importante del transformador. En los de distribución existen dos de estos: uno en el lado primario y otro en el secundario.

El alto voltaje y la baja tensión eléctrica corren en el lado primario del devanado y es a través del voltaje de inducción electromagnética que baja al lado secundario. Los devanados pueden soportar estrés dieléctrico, térmico y mecánico durante este proceso, pero a veces es tanto que resulta en una falla y una posterior ruptura. Estas son los tipos de problemas que pueden surgir:

### ***b) Falla dieléctrica***

La falla dieléctrica ocurre cuando surge una descompostura en el aislamiento, la cual es causada por una tensión eléctrica y voltaje por arriba de los niveles promedio. Esto desencadena en un corto circuito.

Las razones de los altos niveles pueden ser:

- Caída de un rayo sin contar con descargadores.
- Fallas de voltaje.

**c) *Falla térmica***

Los devanados usualmente están hechos de cobre. Debido a la resistencia ocurren pérdidas térmicas, las cuales lo afectan si no ha habido un mantenimiento apropiado. Con el tiempo, estos se van deteriorando y la fuerza física se pierde.

**d) *Falla mecánica***

Las fallas mecánicas son distorsiones, aflojamientos o desplazamientos de los devanados. Esto es resultado de la disminución del desempeño del transformador, reparaciones inadecuadas, corrosión, mal mantenimiento, defectos de fábrica y movimientos y vibraciones dentro de este.

Los bushing son dispositivos que aíslan un conductor eléctrico de alto voltaje para que pase por uno de tierra. En un transformador, estos proveen un camino a la corriente por la pared del tanque. Dentro del transformador se puede encontrar papel aislante rodeado de aceite, lo que otorga un mayor aislamiento. Una falla en el bushing ocurre debido al desgaste y por estas razones:

- Aflojamiento de los conductores causado por vibraciones en el transformador, lo que resulta en un sobrecalentamiento. Esto daña al papel aislante y el aceite.
- Una súbita subida de voltaje, la cual genera una descarga parcial que daña el bushing y causa una ruptura en cuestión de horas.
- Rotura en los sellos del bushing que se originan por la presencia de agua, desgaste o pérdidas dieléctricas excesivas.
- No reemplazar el aceite o una filtración de este.

### ***18) Falla en el cambiador de tomas***

La función de un cambiador de tomas en el transformador es regular el nivel de voltaje. Esto se hace al añadir o remover vueltas del devanado secundario. Es la parte más compleja y una de las más importantes. Incluso una pequeña falla puede afectar la energía. Algunas causas de los problemas en este son:

- En una falla run-through, el cambiador de tomas se tarda después de que un relé cambia la proporción de las vueltas. Esto se debe a que el relé tiene residuos. Otra causa es el desgaste del resorte.
- Falta de mantenimiento que deriva en una desincronización de la conexión de eje entre el cambiador y el motor.
- Condensadores viejos y desgastados en el motor, lo que hace que el cambiador falle al momento de controlar la dirección de movimiento.
- Un uso regular que desgasta el resorte y lo hace más frágil hasta el punto de romperse. Por ello, el cambiador no puede cambiar la proporción de las vueltas del devanado.
- Descompostura del motor en el cambiador debido a un voltaje excesivo.

### ***e) Falla del núcleo***

Un transformador tiene un núcleo laminado de acero en medio rodeado por los devanados. Su función es concentrar el flujo magnético. Si falla, los devanados se ven afectados. El laminado está ahí para impedir esto, pero un mal mantenimiento, el no reemplazar el aceite o la corrosión pueden ser causa del problema. Una mínima descompostura en las láminas resulta en un incremento en la energía térmica. Los efectos de un sobrecalentamiento son:

- Los devanados son dañados debido a que el sobrecalentamiento alcanza la superficie del núcleo.
- Daño en el aceite del transformador, lo que genera un gas que puede afectar otros componentes.

***f) Falla en el tanque***

La función del tanque es contener el aceite, el cual es usado para el aislamiento y refrigeración. También puede ser empleado como soporte de otros equipos del transformador.

Una falla en el tanque ocurre cuando existe algún tipo de estrés ambiental, humedad alta o radiación solar. Todo lo anterior puede generar grietas o filtraciones en las paredes del tanque, por lo que pronto comenzará a escasear el aceite. Estas son las consecuencias:

- Reducción de aislamiento en el transformador y daños en los devanados.
- Sobrecalentamiento y daños en otras partes del transformador.

***g) Falla en el sistema de protección***

La función principal del sistema de protección es resguardar al transformador de cualquier falla al detectarla y resolverla lo más rápido posible. Si no es posible, entonces la aísla para evitar un daño mayor. Sus componentes son el relé de Buchholz, la válvula de alivio de presión, protección contra sobrecargas y el relé de presión súbita. Esto es lo que sucede cuando falla alguna de estas partes:

- Cuando el relé de buchholz recibe un daño mecánico o no se le aplica un correcto mantenimiento, disminuye la calidad de operación del mismo y, por tanto, el transformador estará propenso a sufrir una falla severa ya que no será posible la detección de una sobrecarga o una disminución del nivel de aceite en la máquina.

- En el caso de la válvula de alivio de presión, esta impide que el transformador explote debido a la acumulación de presión del gas, la cual se produce por el sobrecalentamiento del aceite. Si el resorte falla, la válvula no podrá liberar la presión correctamente, por lo que podría ser peligroso. De igual manera se tendrá un problema si la presión se acumula rápidamente, ya que el proceso de liberación será lento.
- La protección contra sobrecargas permite que una magnitud específica de voltaje vaya al transformador, lo que evita una subida excesiva. Una falla significa la entrada de una gran carga de voltaje a los devanados y un posterior daño. Humedad, calor, y corrosión son las principales razones de una descompostura.
- El relé de presión súbita puede ser afectado por exceso de humedad.

#### ***h) Falla en el sistema de refrigeración***

El sistema de refrigeración reduce el calor en el transformador debido a las pérdidas de cobre y hierro. El sistema contiene ventiladores, bombas de aceite e intercambiadores de calor enfriados hidráulicamente. Una falla causa un incremento de calor y acumulación de presión del gas, lo cual podría desencadenar una explosión. A continuación, las fallas más comunes en el sistema:

Filtraciones en las bombas de aceite y agua. Esto da como resultado una reducción de los fluidos y un bajo intercambio de calor. Las filtraciones pueden ocurrir debido al estrés ambiental, corrosión, humedad y radiación solar.

Descompostura de los ventiladores. Estos pueden fallar si no hay un buen mantenimiento o si existe un desgaste en los motores.

Un termostato defectuoso también representa un problema debido a las malas lecturas que proporcionan.

## VIII. MANTENIMIENTO BASADO EN LA CONFIABILIDAD

Mantenimiento basado en la confiabilidad se refiere a asegurar que todo elemento físico continúe desempeñando las funciones deseadas. Claramente, para que esto sea posible, los equipos deben ser capaces de cumplir esas funciones previstas.

Esto es porque el mantenimiento – es el proceso de “causar que continúe” - solamente puede entregar la capacidad incorporada (confiabilidad inherente) de cualquier elemento. No puede aumentarla. En otras palabras, si cualquier tipo de equipo es incapaz de realizar el funcionamiento deseado en principio, el mantenimiento por sí solo no puede realizarlo. En tales casos, debemos modificar los elementos de forma que pueda realizar el funcionamiento deseado, o por el contrario reducir nuestras expectativas.

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

El RCM se centra en la relación entre la organización y los elementos físicos que la componen. Antes de que se pueda explorar esta relación detalladamente, se necesita saber qué tipo de elementos físicos existentes en el sistema, y decidir cuáles son las que deben estar sujetas al proceso de revisión del RCM. En la mayoría de los casos, esto significa que se debe de realizar un registro de equipos completo si no existe ya uno. Por lo cual se siguen siete preguntas básicas:

- ¿Cuáles son las funciones?
- ¿De qué forma puede fallar?
- ¿Qué causa que falle?
- ¿Qué sucede cuando falla?
- ¿Qué ocurre si falla?
- ¿Qué se puede hacer para prevenir las fallas?
- ¿Qué sucede si no puede prevenirse la falla?

### ***A. Funciones y estándares operativos***

Cada elemento de los equipos debe de haberse adquirido para unos propósitos determinados. En otras palabras, deberá tener una función o funciones específicas. La pérdida total o parcial de estas funciones afecta a la organización en cierta manera. La influencia total sobre la organización depende de: la función de los equipos en su contexto operacional, el comportamiento funcional de los equipos en ese contexto.

Como resultado de esto el proceso de RCM comienza definiendo las funciones y los estándares de comportamiento funcional asociados a cada elemento de los equipos en su contexto operacional. Cuando se establece el funcionamiento deseado de cada elemento, el RCM pone un gran énfasis en la necesidad de cuantificar los estándares de funcionamiento siempre que sea posible. Estos estándares se extienden a la producción, calidad del producto, servicio al cliente, problemas del medio ambiente, costo operacional y seguridad.

### ***B. Fallas funcionales***

Una vez que las funciones y los estándares de funcionamiento de cada equipo se hayan definido, el paso siguiente es identificar cómo puede fallar cada elemento en la realización de sus funciones.

Un equipo falla cuando no realiza lo que el usuario desea que realice. Una falla funcional puede ser una pérdida total de una función o también puede ser en las que el comportamiento funcional queda al margen de los parámetros de funcionamiento establecidos.

Cada equipo tiene más de una función, por lo tanto, al ser posible que cada una de estas falle, se deduce que cualquier elemento puede tener una variedad de estados de fallas diferentes. Entonces es preciso definir una falla en términos de “pérdida de una función específica” y no con la “falla del equipo como un todo”. Dado que este se aplica a funciones individuales, se puede definir una falla funcional como: *“la incapacidad de cualquier elemento físico de cumplir una función según un parámetro de funcionamiento aceptable para el usuario”*. (Moubray, Pág. 18, 1997).

### ***C. Causas de las fallas***

El paso siguiente es tratar de identificar los modos de falla que tienen más posibilidad de causar la pérdida de una función. Esto permite comprender exactamente qué se esté tratando de prevenir. Cuando se está realizando este paso, es importante identificar cuál es la causa origen de cada falla. Esto asegura que no se malgaste el tiempo y el esfuerzo tratando los síntomas en lugar de las causas. Al mismo tiempo, cada modo de falla debe ser considerado en el nivel más apropiado, para asegurar que no se malgasta demasiado tiempo en el análisis de falla en sí mismo.

### ***D. Efectos de la falla***

Cuando se identifica cada modo de falla, los efectos de las fallas también deben registrarse (en otras palabras, lo que pasaría si ocurriera). Este paso permite decidir la importancia de cada falla, y por lo tanto qué nivel de mantenimiento (si lo hubiera) sería necesario. El proceso de contestar sólo a las cuatro primeras preguntas produce oportunidades sorprendentes y a menudo muy importantes de mejorar el funcionamiento y la seguridad, y también de eliminar errores. También mejora enormemente los niveles generales de comprensión acerca del funcionamiento de los equipos.

### ***E. Consecuencias de las fallas***

Una vez que se hayan determinado las funciones, las fallas funcionales, los modos de falla y los efectos de los mismos en cada elemento significativo, el próximo paso en el proceso del RCM es preguntar cómo y cuánto importa cada falla. La razón de esto es porque las consecuencias de cada falla dicen si se necesita tratar de prevenirlos. Si la respuesta es positiva, también sugieren con qué esfuerzo debemos tratar de encontrar las fallas. Es por ello que se clasifican en cuatro grupos:

### ***1) Consecuencias de fallas no evidentes***

Un modo de falla tiene consecuencias por fallas ocultas si la pérdida de función causada por este modo de fallo actuando por si solo en circunstancias normales es evidente a los operarios.

### ***2) Consecuencias en la seguridad y medio ambiente***

Este tipo de consecuencias produce una pérdida de función y causa daños que pudieran lesionar o matar a un individuo; o infringir cualquier normativa o reglamento ambiental conocido.

### ***3) Consecuencias operacionales***

Un modo de falla tiene consecuencias operacionales si tiene un efecto adverso directo sobre la capacidad operacional afectando: el volumen de producción, calidad del producto, servicio al cliente o incrementar el costo operacional.

### ***4) Consecuencias que no son operacionales***

No ejercen un afecto adverso directo sobre la seguridad, el medio ambiente o la capacidad operacional, solo tiene consecuencias en los costos directos de reparación.

## ***F. Tareas proactivas***

Son tareas comenzadas antes de que ocurra una falla, con el objetivo de prevenir que el componente llegue a un estado de falla. Engloban lo que comúnmente se denomina mantenimiento preventivo y predictivo, aunque el RCM utiliza los términos de reacondicionamiento cíclico, sustitución cíclica y mantenimiento a condición.

## 1) Fallas potenciales

La ilustración 24 ilustra lo que sucede en los estados finales de la falla. Se llama curva P-F, por muestra como comienza la falla, como se deteriora el punto en que puede ser detectada (P) y luego, si no es detectada y corregida, continúa deteriorándose, generalmente muy rápido, hasta que llega al punto de falla funcional (F).

El punto en el proceso de la falla en el que es posible detectar si la falla está ocurriendo o si esta a punto de ocurrir se conoce como falla potencial. En otras palabras, una falla potencial es un estado identificable que indica que una falla funcional está a punto de ocurrir o en el proceso de ocurrir.

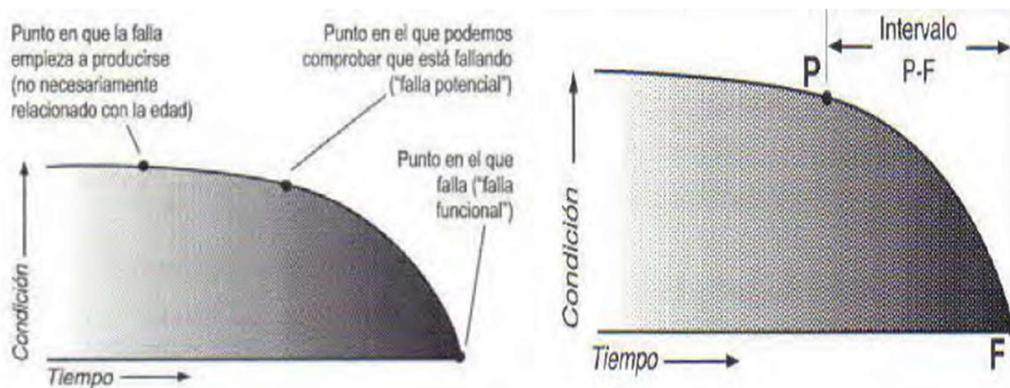


Ilustración 24. Curva e intervalo P-F

- Intervalo P-F

Además de la falla potencial en si misma, necesitamos considerar la cantidad de tiempo que transcurre entre el punto en el que ocurre una falla potencial y el punto en el que se deteriora llegando a la falla funcional. Como lo muestra la I este rango se conoce como el intervalo P-F. El intervalo P-F permite determinar con que frecuencia deben realizarse las tareas a condición. Si se desea detectar la falla potencial antes de que se convierta en falla funcional, el intervalo entre las revisiones debe ser menor al intervalo P-F. En la práctica generalmente

basta con seleccionar una frecuencia de tarea igual a la mitad del intervalo P-F. Esto lleva al concepto de intervalo P-F neto.

- Intervalo P-F neto

El intervalo P-F es el mínimo intervalo que es probable que transcurra entre el descubrimiento de una falla potencial y la ocurrencia de la falla funcional. Esto se ilustra en la ilustración 25, la cual muestra una falla con un intervalo P-F de nueve meses, lo que indica que, si el elemento es inspeccionado mensualmente, el intervalo P-F es de 8 meses.

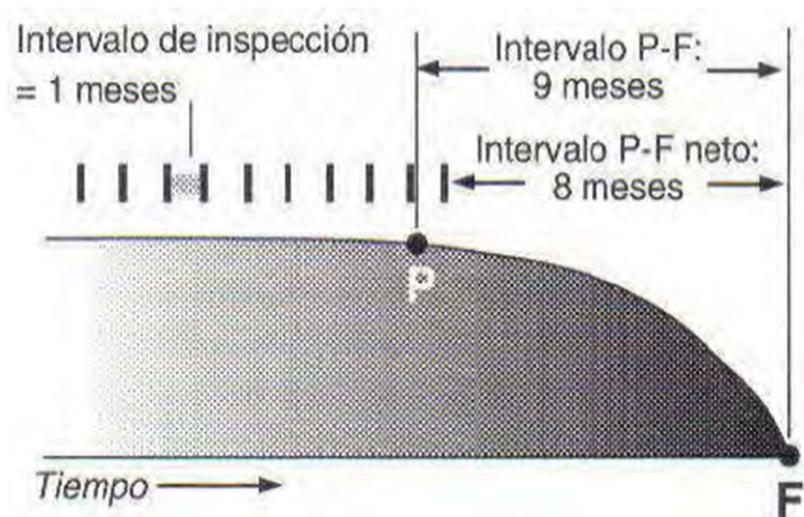


Ilustración 25. Intervalo P-F neto

## 2) *Tareas de reacondicionamiento cíclico*

Los equipos son revisados o sus componentes reparados a frecuencias determinadas, independientemente de su estado en ese momento. Si la falla no es detectable con tiempo suficiente para evitar la falla funcional entonces la lógica pregunta si es posible reparar el modo de falla del ítem para reducir la frecuencia (índice) de la falla. Algunas fallas son muy predecibles aún si no pueden ser detectadas con suficiente tiempo. El RCM también ordena las tareas en un orden descendiente de prioridad. Si las tareas no son técnicamente factibles, entonces se debe tomar una acción apropiada.

### ***a) Frecuencia de reacondicionamiento cíclico***

La frecuencia de una tarea de reacondicionamiento cíclico está gobernada por la edad en la que la pieza o componente muestra un rápido incremento en la probabilidad condicional de falla. Las tareas de reacondicionamiento cíclico son satisfactoriamente determinadas sobre la base de antecedentes históricos confiables

### ***b) Factibilidad técnica del reacondicionamiento cíclico***

Las tareas de reacondicionamiento cíclico son técnicamente factibles si:

- Hay una edad inidentificable en la que la pieza muestra un rápido incremento en la probabilidad condicional de falla.
- Que la mayoría de las piezas sobrevivan a esta edad.
- Se restaura la resistencia original de la pieza a la falla.

### ***3) Tareas de sustitución cíclica***

Las tareas de sustitución cíclica consisten en descartar un elemento o componente antes de, o en el límite de edad específico, independiente de su condición en el momento. La filosofía de estas tareas es reemplazar la parte usada por una nueva, la que restaurará a su condición original.

#### ***a) Frecuencia de la sustitución cíclica***

Al igual que las tareas de reacondicionamiento cíclico, la frecuencia de una tarea de sustitución está gobernada por la edad a la que la pieza o componente muestra un rápido en la probabilidad condicional de falla.

#### ***b) Factibilidad técnica de la sustitución cíclica***

Las tareas de sustitución cíclicas son técnicamente factibles bajo las siguientes circunstancias:

- Hay una edad identificable en la que la pieza muestra un rápido incremento en la probabilidad condicional de la falla.
- La mayoría de los elementos sobreviven a esta edad.

#### ***4) Tareas a condición***

Las tareas a condición son conocidas como mantenimiento predictivo, ya que se evalúa el estado del componente y se decide cual acción tomar.

#### ***a) Factibilidad técnica a tareas a condición***

Las tareas a condición son técnicamente factibles si:

- Es posible definir una condición clara de falla potencial
- El intervalo P-F es solamente consistente.
- Resulta practico monitorear el elemento a intervalos menores al intervalo P-F.
- El intervalo P-F neto es lo suficientemente largo como para ser de alguna utilidad, o lo suficientemente largo como para actuar a fin de reducir o eliminar las consecuencias de la falla funcional.

### 5) Acciones “a falta de” acciones a realizar.

Además de preguntar si las tareas preventivas son técnicamente factibles, el RCM se pregunta si merece la pena hacerlas. La respuesta depende de cómo reaccionen a las consecuencias de los fallos que pretende prevenir.

Al hacer esta pregunta, el RCM combina la evaluación de la consecuencia con la selección de la tarea en un proceso único de decisión, basado en los principios siguientes:

Una acción que signifique prevenir el fallo de una función no evidente, sólo merecerá la pena hacerla si reduce el riesgo de un fallo múltiple asociado con esa función a un nivel bajo aceptable. Si no se puede encontrar una acción preventiva apropiada, se debe llevar a cabo la tarea de búsqueda de fallos.

Las tareas de búsqueda de fallos consisten en comprobar las funciones no evidentes de forma periódica para determinar si ya han fallado. Si no se puede encontrar una tarea de búsqueda de fallos que reduzca el riesgo de fallo a un nivel bajo aceptable, entonces la acción "a falta de" secundaria sería que la pieza debe rediseñarse. Donde:

- Una acción que signifique el prevenir un fallo que tiene consecuencias en la seguridad o el medio ambiente merecerá la pena hacerla si reduce el riesgo de ese fallo en sí mismo a un nivel realmente bajo, o si lo suprime por completo. Si no se puede encontrar una tarea que reduzca el riesgo de fallo a un nivel bajo aceptable como hemos comentado, la pieza debe rediseñarse.
  
- Si el fallo tiene consecuencias operacionales, sólo merece la pena realizar una tarea preventiva si el coste total de hacerla durante cierto tiempo es menor al coste de las consecuencias operacionales y al coste de la reparación durante el mismo período de tiempo. En otras palabras, la tarea debe justificarse en el terreno económico. Si no es justificable, la decisión "a falta de" será el “ningún mantenimiento preventivo programado” (Si esto ocurre y las consecuencias operacionales no son aceptables todavía, entonces la decisión "a falta de" secundaria sería rediseñar de nuevo).

- De forma similar, si un fallo no tiene consecuencias operacionales, sólo merece la pena realizar la tarea preventiva si el coste de esta durante un período de tiempo es menor que el de la reparación durante el mismo período. Por lo tanto, estas tareas deben ser justificables en el terreno económico. Si no son justificables, la decisión inicial "a falta de" sería de nuevo el "ningún mantenimiento preventivo", y si el coste de reparación es demasiado alto, la decisión "a falta de" secundaria sería volver a diseñar de nuevo.

Este enfoque gradual de arriba abajo significa que las tareas preventivas sólo se especifican para elementos que las necesitan realmente. Esta característica del RCM normalmente lleva a una reducción significativa en los trabajos rutinarios. También quiere decir que las tareas restantes es más probable que se hagan bien. Combinado con unas tareas útiles equilibradas llevará a un mantenimiento más efectivo.

Compare esto con el enfoque gradual tradicional de abajo a arriba. Tradicionalmente, los requerimientos del mantenimiento de cada pieza se evaluaban en términos de sus características técnicas reales o supuestas, sin considerar las consecuencias del fallo. Los programas resultantes se usaban para todas las máquinas similares, sin considerar de nuevo que en diferentes condiciones se aplican consecuencias diferentes. Lo que resulta en un gran número de programas que no sirven para nada, no porque sean "equivocados", sino porque no consiguen nada.

Note también que el proceso del RCM considera los requisitos del mantenimiento de cada pieza antes de preguntarse si es necesario volver a considerar el diseño. Se debe a que el ingeniero y técnico de mantenimiento en servicio hoy tiene que mantener la maquinaria como está funcionando hoy, y no como debería estar o puede que esté en el futuro.



*a) Diagrama de decisión*

El diagrama de decisión de RCM, integra todos los procesos de decisión en un marco de trabajo estratégico y estructurado; y da respuesta a las preguntas formuladas en el:

- Que mantenimiento de rutina (si lo hay) será realizado, con qué frecuencia será realizado y quien lo hará.
- Que fallas son lo suficientemente serias como para justifica el rediseño.
- Casos en los que se toma una decisión deliberada de dejar que ocurran las fallas.

Los siguientes ítems describen paso a paso como realizar la evaluación de las consecuencias de las fallas, la factibilidad técnica de asignársele tareas y debe hacerse sino se encuentra una tarea apropiada.

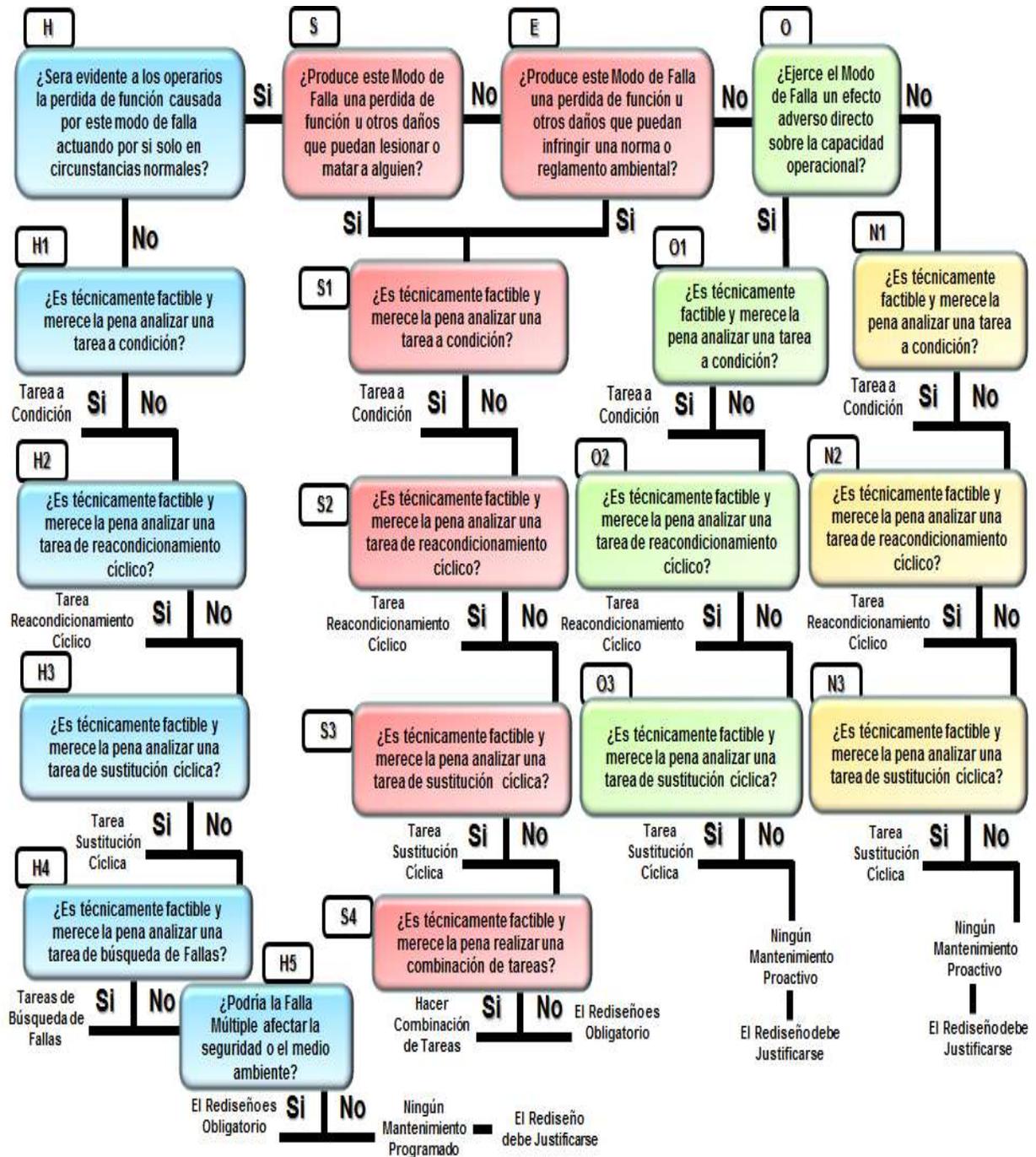


Ilustración 28. Diagrama de decisión

**b) Evaluación de las consecuencias de la falla**

La ilustración 29 clasifica todas las fallas basándose en sus consecuencias. Al hacerlo así, separa las fallas ocultas de las fallas evidentes, y luego ordena las consecuencias de las fallas evidentes en un orden de importancia decreciente.

Las columnas tituladas H, S, E, O de la ilustración 27; que son detalladas en la figura 4; son utilizadas para registrar las respuestas a las preguntas concernientes a las consecuencias de cada modo de falla.

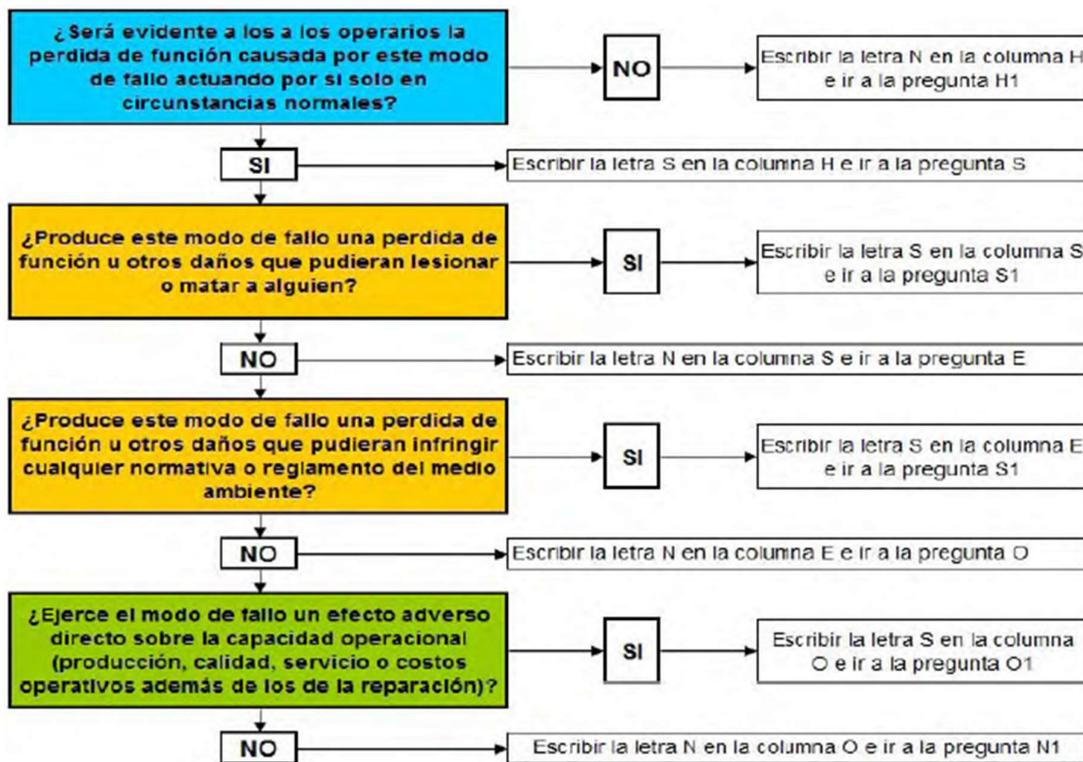


Ilustración 29. Métodos de registro de las consecuencias de fallas en la hoja de decisión

La ilustración 30 muestra cómo se registran las respuestas a estas preguntas en la hoja de decisión.

Cada modo de falla es ubicado en una sola categoría de consecuencias. Entonces si es clasificado como que tiene consecuencias ambientales, se evalúan sus consecuencias operacionales.

Referencia de Información			Evaluación de las consecuencias				
F	FF	MF	H	S	E	O	
3	A	1	N				→ <b>Una falla oculta:</b> Para que merezca la pena realizarla, cualquier tarea proactiva (predictiva o preventiva) debe reducir a un nivel tolerable el riesgo de una falla múltiple.
5	B	2	S	S			→ <b>Consecuencias para la seguridad:</b> Para que merezca la pena realizarla, cualquier tarea proactiva debe reducir a un nivel tolerable el riesgo de esta falla por sí sola.
2	C	4	S	N	S		→ <b>Consecuencias para el medio ambiente:</b> Para que merezca la pena realizarla, cualquier tarea proactiva debe reducir el riesgo a un nivel tolerable de esta falla por sí sola.
1	A	5	S	N	N	S	→ <b>Consecuencias operacionales:</b> Para que merezca la pena realizarla, cualquier tarea proactiva debe costar menos que el costo total de las consecuencias operacionales más el costo de la reparación que pretende prevenir a través de un período de tiempo.
1	B	3	S	N	N	N	→ <b>Consecuencias no operacionales:</b> Para que merezca la pena realizarla, cualquier tarea proactiva debe costar menos que el costo de reparación que pretende prevenir a través de un período de tiempo.

Ilustración 30. Resumen de las consecuencias de fallas

**c) Factibilidad técnica de tareas proactivas**

De la octava a la décima columna de la hoja de decisión, son utilizadas para registrar si ha sido seleccionada una tarea proactiva, de la siguiente manera:

- La columna titulada H1/S1/O1/N1 es utilizada para registrar si se pudo encontrar una tarea a condición apropiada para anticipar el modo de falla a tiempo como para evitar las consecuencias.
- La columna titulada H2/S2/O2/N2 es utilizada para registrar si se pudo encontrar una tarea de reacondicionamiento cíclico apropiada para prevenir las fallas.

- La columna titulada H3/S3/O3/N3 es utilizada para registrar si se pudo encontrar una tarea de sustitución cíclica para prevenir las fallas.

En cada caso, una tarea solo es apropiada si merece la pena realizarla y si es técnicamente factible.

Para que una tarea sea técnicamente factible y merezca la pena realizarla, debe ser posible dar una respuesta positiva a todas las preguntas que muestra la figura 6, que se aplican a esta categoría de tareas, y la tarea debe responder al criterio de “merece la pena ser realiza” también de la figura 6. Si la respuesta a cualquiera de estas preguntas es negativa o se desconoce, entonces se rechaza la tarea totalmente.

H1	H2	H3	
S1	S2	S3	
O1	O2	O3	
N1	N2	N3	
S			<p><b>¿Es técnicamente factible realizar una tarea a condición para reducir la consecuencia de la falla?</b> ¿Hay alguna condición de falla potencial? ¿Cuál es? ¿Cuál es el intervalo P-F? ¿Es suficientemente largo como para ser de utilidad? ¿Es razonablemente consistente? ¿Es posible realizar la tarea a intervalos menores al intervalo P-F?</p>
N	S		<p><b>¿Es técnicamente factible una tarea de reacondicionamiento cíclico para reducir la frecuencia de la falla?</b> ¿Hay una edad en la que aumenta rápidamente la probabilidad condicional de falla? ¿Cuál es? ¿Ocurren la mayoría de las fallas después de esta edad? ¿Restituirá la tarea la resistencia original a la falla?</p>
N	N	S	<p><b>¿Es técnicamente factible una tarea de sustitución cíclica para reducir la frecuencia de la falla?</b> ¿Hay una edad en la que aumenta rápidamente la probabilidad condicional de falla? ¿Cuál es? ¿Ocurren la mayoría de las fallas después de ésta edad?</p>

Ilustración 31. Criterios de factibilidad técnica

Si se selecciona una tarea, se registra una descripción de la tarea; con el suficiente detalle y precisión para que quede lo suficientemente claro a la persona que realizará la tarea y la frecuencia con la que debe ser realizada.

**d) Las preguntas “a falta de”**

Las columnas tituladas H4, H5 y S4 en la hoja de decisión son utilizadas para registrar las respuestas a las tres preguntas “a falta de”. La ilustración 32 muestra cómo se responden a estas tres preguntas. Nótese que estas preguntas solo se harán si las respuestas a las tres preguntas previas de factibilidad técnica de las tareas proactivas fueran todas negativas.

Referencia de Información			Evaluación de las consecuencias				H1	H2	H3	Tareas "a falta de"					
F	FF	MF	H	S	E	O	S1	S2	S3	O1	O2	O3	H4	H5	S4
							N1	N2	N3						
3	A	1	N				N	N	N	S					
<p>Registrar "Si" si es posible realizar la tarea y resulta práctico hacerlo con la frecuencia requerida y reduce el riesgo de la falla múltiple a un nivel tolerable</p> <p>¿Es técnicamente factible y merece la pena realizar una tarea de búsqueda de falla?</p>															
4	B	4	N				N	N	N	N	S				
4	C	2	N				N	N	N	N	N				
<p>Sólo se hace esta pregunta si la respuesta a la pregunta H4 es "No". Si la respuesta a esta pregunta es "Si", el rediseño es obligatorio. Si la respuesta es "No", la acción "a falta de" es <b>no realizar mantenimiento preventivo</b>, pero el rediseño puede ser deseable.</p> <p>¿Podría la falla múltiple afectar la seguridad o el medio ambiente?</p>															
5	B	2	S	S			N	N	N				S		
2	A	5	S	S			N	N	N				N		
<p>Responder "Si", si una combinación de <b>dos o más</b> tareas proactivas cualquiera reduce el riesgo de falla a un nivel tolerable (esto rara vez sucede). Si la respuesta es "No", el rediseño es obligatorio.</p> <p>¿Es técnicamente factible y merece la pena realizar una combinación de tareas?</p>															
1	A	5	S	N	N	S	N	N	N						
1	B	3	S	N	N	N	N	N	N						
<p>En estos dos casos, las consecuencias de la falla son puramente económicas y no se pudo encontrar una tarea proactiva apropiada</p> <p>Como resultado, la decisión "a falta de" inicial es no realizar mantenimiento programado, pero el rediseño puede ser deseable.</p>															

Ilustración 32. Las preguntas "a falta de"

Si se hace necesario responder cualquiera de las preguntas “a falta de”, las columnas encabezadas con H4, H5 o S4 son las que permiten registrar estas respuestas.

Las últimas tres columnas registran la tarea que ha sido seleccionada (si la hay), la frecuencia con la que debe hacerse y quien ha sido seleccionado para realizarla. La columna de “Tareas propuestas” también se utilizan para registrar los casos en los que se requiere rediseño o si se ha decidido que el modo de falla no necesita mantenimiento programado.

## **IX. ANÁLISIS DE FALLOS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

### ***A. Diagnóstico y mantenimiento en los transformadores de potencia.***

El diagnóstico y mantenimiento preventivo en el transformador de potencia es una tarea sistemática que es imprescindible debido a la importancia del mismo, con la finalidad de mantener en condiciones de operación óptima el equipo y de identificar condiciones de operación crítica, que pueden dar lugar a fallas incipientes. Esto permite una detección oportuna de las mismas para su corrección mediante un mantenimiento preventivo previo a una posible falla en el equipo, logrando como objetivo principal ahorros en los costos operativos.

Las pruebas que permiten diagnosticar el estado operativo en los transformadores de potencia se pueden denominar pruebas eléctricas, pruebas de aceites dieléctricos y pruebas de funcionamiento de sus protecciones eléctricas y mecánicas. Estas pruebas de diagnóstico están descritas con referencia a las categorías y componentes que constituyen el transformador tales como: devanados o bobinas, aislador pasatapas o bushings, aceite aislante, conmutador de carga o cambiador de tomas, el núcleo, tanque o cubas y los dispositivos asociados, en cada uno de estos sistemas y subsistemas la norma (IEEE, 2005) recomienda una serie de pruebas y mediciones que deben de ser realizadas para registrar y evaluar su comportamiento.

La implementación de estas pruebas varía con la práctica de acuerdo con el control regular de cada empresa, puede depender de la historia operativa del transformador, así como la disponibilidad de los equipos y recursos humanos para su implementación. Se debe de tomar en cuenta las estadísticas de fallas presentadas por algunas instituciones de prestigio, para completar la información requerida y lograr un buen diseño de la estrategia de mantenimiento RCM aplicable al transformador de potencia el mojón.

**B. Estadísticas de fallas en transformadores de potencia.**

Se pueden apreciar los resultados de las estadísticas de las fallas más comunes en transformadores reportadas por empresas de alto prestigio, y personas desatacadas en la rama, donde especifican los principales componentes susceptibles de fallas y su porcentaje en función al número de transformadores fallados.

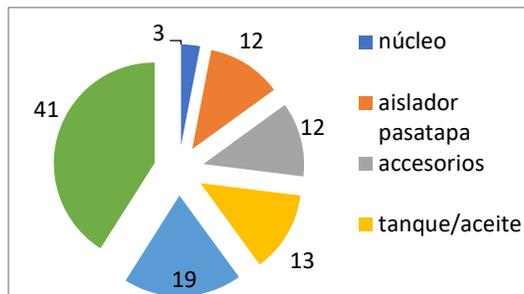


Ilustración 33. Trabajo de O. Ramírez

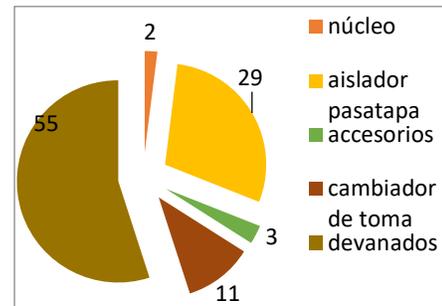


Ilustración 34. Según reportes del CEF de México

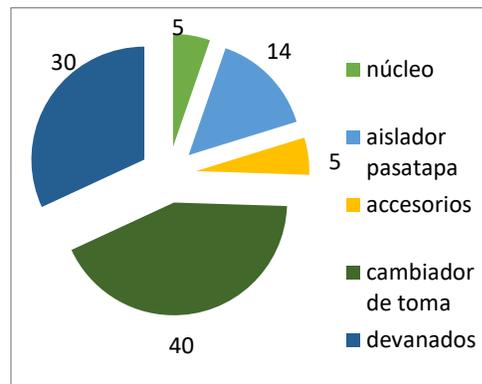


Ilustración 35. Según reporte de Cigre

Como se observa en los gráficos de pastel determinados por estas prestigiosas empresas y personas, los elementos que normalmente tienden a fallar son: el cambiador de tomas, los devanados, tanque/aceite y los bushings, que en su conjunto representan un promedio del 88 % por lo que se debe hacer énfasis en estos elementos y realizar la identificación de los componentes críticos y evaluar en cada uno de ellos los modos de falla.

**C. Identificación de los componentes críticos.**

Basado en la información mostrada en la estadística de fallas anteriormente presentada y una recopilación de trabajos realizados sobre las fallas más comunes en transformadores de potencia (Pérez, 2009), (Ferrel et al, 2009), se pueden identificar los sistemas y componentes más críticos que en el caso de fallar, representarían un riesgo inminente de daño al transformador e incluso un riesgo altamente potencial para el medio ambiente y las personas que se encuentran dentro del ámbito donde están instalados dichos equipos.

Tabla 3. Sistemas y componentes críticos en un transformador

Sistema	Componente	Sistema	Componente
Parte activa	Devanados, Núcleo	Tanque/Aceite	Caja principal o cuba, aceite dieléctrico, Tuberías y válvulas, Tanque de expansión, Radiadores, Control de nivel de aceite de la cuba principal.
Bushings o aislador pasatapas.	Bushings del primario, Bushings del secundario, Bushings del terciario.	Cambiador de tomas o conmutador bajo carga.	Aceite dieléctrico, Cuba, Selector, Preselector Mando motor, Control de flujo del conmutador.

**D. Definición de los modos de falla de los componentes críticos.**

A continuación, se hace una descripción de los modos de fallas de los sistemas y componentes críticos del transformador y para efectos de este trabajo solo se presenta el

sistema parte activa; sin embargo, para obtener la totalidad del estudio de las definiciones de modo de falla consultar y apoyarse (Acevedo y Saldivia, 2012).

### ***1) Sistema parte activa***

La mayoría de las fallas en la parte activa ocurren en la bobina, cuando por condiciones de cortocircuito ejercen fuerzas axiales a través de una presión para desplazar de forma telescópica las bobinas del primario y del secundario, se repelen una de la otra debido a que las líneas eléctricas centrales no están alineadas. También existen fuerzas radiales en la bobina que tratan de desplazar las bobinas del primario y del secundario ocasionando que se fracture el aislamiento y falle el transformador. Esta ocurrencia de fallas es creciente y están asociadas a la antigüedad del aislamiento ya que en estas condiciones de cortocircuitos se originan esfuerzos electrodinámicos que debido a su envejecimiento ya no son soportados por los enrollados. (Chambilla, 2011), plantea que en la operación de los transformadores de potencia estos están sujetos a esfuerzos térmicos, eléctricos y mecánicos, los cuales provocan cierta degradación en el sistema de aislamiento. Las causas principales del fenómeno de degradación del sistema aislante son: la temperatura excesiva, oxígeno y humedad combinados con los esfuerzos eléctricos.

Las causas secundarias que aceleran el envejecimiento del sistema aislante son los esfuerzos mecánicos, los ácidos y lodos. Un exceso de cualquiera de estos esfuerzos puede acelerar el proceso de degradación. Estas fallas a veces ocurren sin ninguna alarma o señal de que un problema se está presentando. Pero en otras ocasiones existen pequeños indicios que indican la presencia de agentes dañinos o deterioro y son mediciones de las descargas parciales (Pettersen, 1990). La detección oportuna de estos indicios puede ser la diferencia entre someter al transformador a una reparación, sustituir una pieza dañada o tener un equipo fallado con todos los graves problemas que esto ocasiona.

A continuación, se diseñó un análisis modal de fallas, desarrollando la filosofía RCM, sus preguntas y soluciones que plantea esta rentable técnica.

Tabla 4. Análisis modal del sistema de la bobina

Sistema	Función	Modo de falla	Causas (posibles motivos)	Efecto (¿Qué ocurre?)	Modo de control (tarea propuesta)
Parte activa Bobina	Constituye el circuito eléctrico que transfiere la energía de un circuito a otro y su función principal es la de crear flujo magnético	Sobretensión, sobrecarga, cortocircuitos entre espiras, descargas parciales, corrosión	Sobretensiones producidas por operación del sistema o descargas atmosféricas, sobrecargas no admitidas, circulación de altas corrientes producto de fallas externas al transformador	Pérdidas de energía, aumento de las corrientes de fuga (superficiales y volumétricas) que desencadenan y aceleran los procesos de envejecimiento, formación de gases disueltos, descomposición del aislamiento sólido, chisporroteo a lo largo de grandes superficies, deterioro del papel en la zona superficial en contacto con el aceite, cortocircuito entre espiras	Evitar sobrecalentamientos en las bobinas, monitorear las temperaturas, realizar análisis físico-químico y cromatografía de gases al aceite dieléctrico, realizar mediciones de la resistencia del devanado, realizar mediciones de la relación de transformación

Tabla 5. Análisis modal del sistema del núcleo

Sistema	Función	Modo de falla	Causas (posibles motivos)	Efecto (¿Qué ocurre?)	Modo de control (tarea propuesta)
Parte activa núcleo	Constituye el circuito magnético que transfiere la energía de un circuito a otro y su función principal es la de conducir el flujo magnético	Aislamiento deficiente de los tornillos de afianzamiento del núcleo, canal de enfriamiento de aceite obstruido, contacto a tierra deficiente, aumento de las pérdidas en vacío, aumento del ruido o de sus decibeles	Carga excesiva, calentamiento excesivo del núcleo, cortocircuito parcial, pérdida del aislamiento entre láminas, aflojamiento de los yugos	Deterioro del aceite y de los materiales de aislamiento, rompimiento de los terminales de los devanados, si se presenta una falla abajo del transformador y esto provoca movimientos internos del mismo, estos movimientos son los que pueden en determinado caso que el núcleo se desplace o se rompa un perno de sujeción provocando que el núcleo sea afectado	Realizar pruebas periódicas de ruido teniendo en cuenta la hora y la carga en el momento de prueba

Tabla 6. Análisis modal del sistema Cuba-Aceite

Sistema	Función	Modo de falla	Causas (posibles motivos)	Efecto (¿Qué ocurre?)	Modo de control (tarea propuesta)
Sistema Cuba-Aceite	Refrigerante, aislante eléctrico y protector de las partes internas del transformador, teniendo a la vez buena estabilidad a la oxidación y una aceptable tendencia a la gasificación	Oxidación. Mal estado del radiador	Naturaleza o composición del aceite, cantidad de oxígeno disponible para la reacción de oxidación, presencia de agua y otros catalizadores de oxidación, incremento excesivo de la temperatura, agotamiento del inhibidor de oxidación,	Formación de lodo, el cual limita las capacidades de refrigeración, aislamiento y protección, presencia de fugas de aceite en las cabeceras del radiador y de las partes soldadas del	En las pruebas del aceite se evidencia el deterioro del mismo, y si algunos valores están por debajo de los valores permitidos se debe realizar mantenimiento al aceite (en caliente o en frío) esto con el objetivo de mejorar las condiciones del transformador mejorando el aceite

acumulación de panel o del en sus sedimentos en las tubo características de obleas o en el tubo, el flujo del aceite se dificulta y la temperatura desciende refrigerante y dieléctricas

Tabla 7. Análisis modal del sistema del conmutador

Sistema	Función	Modo de falla	Causas (posibles motivos)	Efecto (¿Qué ocurre?)	Modo de control (tarea propuesta)
Conmutador	Permitir la regulación de voltaje en el devanado secundario de un transformador a través de un cambiador de tomas que actúa en los puntos de conexión a lo largo de un devanado que permite seleccionar el número de espiras	Existencia de alta fuente de conmutación y esfuerzos eléctricos, descarga y extinción de arco eléctrico producto de la disipación de energía al interior del ruptor	Generación de gran cantidad de carbón, agua y gases. Reducción de la capacidad de transferencia de corriente del contacto e incremento de la temperatura	Aparición de sobrecalentamientos localizados con temperaturas mayores a 200 grados. Degradación del aceite generando subproductos que se acumulan sobre superficie de los componentes y contactos ubicados en el interior	Realizar pruebas al aceite con el número de maniobras realizadas se debe de programar el mantenimiento del conmutador para realizar según sea el caso cambio de contactos, cambio de resistencia de transición, cambio total del aceite, lavado y limpieza general

Tabla 8. Análisis modal del sistema del bushing

Sistema	Función	Modo de falla	Causas (posibles motivos)	Efecto (¿Qué ocurre?)	Modo de control (tarea propuesta)
Bushing	Permite el paso de la corriente a través de las bobinas del transformador y evita que haya un cortocircuito	Son elementos capacitivos y es donde hay mayor esfuerzo dieléctrico concentrado en muy poco	Ingreso de contaminación externa, principalmente humedad, a causa del deterioro del empaque. Sobretensiones	Aparición de puntos calientes que aceleran el envejecimiento de los empaques y sellos. Depósito de impurezas en el canal de separación	Realizar termografías periódicas o cada vez que se quiera aumentar la carga del transformador. Realizar pruebas de aislamiento y factor de potencia a los Bushing en los periodos de

entre las fases de los devanados y entre los devanados y la cuba volumen, por lo que su condición debe evaluarse y asegurarse de una forma más intensiva que la de otros elementos

entre el cuerpo capacitivo y la porcelana como subproducto del deterioro del aceite mismo. Generación de gases especialmente nitrógeno en el interior del Bushing mantenimiento programado

Como resultado del análisis modal y sus efectos, se obtiene en el modo de control (tareas propuestas), la necesidad de implementar un programa de inspección y medición de las variables eléctricas ya que permitirá en muy corto plazo llevar los registros históricos de cada una de las pruebas realizadas semanalmente sobre el transformador y llevar un control de mantenimiento sobre algunos accesorios semanal y anualmente con rutinas generales y específicas, todo esto brindará la posibilidad de evaluar la información de las rutinas en el tiempo, determinar y mantener las condiciones operativas del transformador.

De igual manera otro resultado interesante que arroja el análisis modal es el monitoreo de las propiedades fisicoquímicas y análisis de los gases disueltos de los aceites dieléctricos, las cuales reflejarán la degradación y el deterioro del aislamiento del transformador de tal manera de prever las actividades de mantenimiento e inferir en cuanto a su periodicidad y muestreo en el tiempo.

## **X. GUIA METODOLOGICA BASADA EN LA FIABILIDAD**

### ***A. Estrategias de mantenimiento.***

Una vez determinado el análisis modal, realizando las preguntas que la filosofía RCM indica, el análisis de las fallas, el efecto de estas, de qué manera actuar ante ellas, se puede proceder a establecer las estrategias básicas del mantenimiento basado en la fiabilidad o confiabilidad RCM. Estas parten del modo de control (tareas propuestas) y que al hacer un resumen de ellas en los sistemas estudiados, se propone la implementación de una guía metodológica en el transformador de potencia El mojón, esta guía permitirá llevar un control histórico de cada una de las pruebas y mediciones realizadas, brindará la posibilidad de evaluar la variación de ellas en el tiempo, ya que ante cualquier variación o detección de alguna anomalía se debe intervenir de inmediato, esta guía permitirá evaluar y determinar las condiciones operativas del transformador. El plan de mantenimiento estará compuesto por: Inspecciones rutinarias semanales que se estarán realizando periódicamente, inspecciones temporarias anuales, este tipo de inspección temporaria anual se dividirá en dos tipos: generales y específicas.

El plan de mantenimiento será aplicado en el transformador de potencia El mojón, ubicado en el departamento de Chontales, municipio de La libertad, consta de una carga nominal de 15 MVA, instalado desde el año 2009. Alimenta directamente a una de las empresas de mayor auge a nivel nacional como lo es “Desminic”; por lo tanto, es de vital importancia preservar y mantener el corazón de la subestación, el transformador de potencia en buen estado y perfecto funcionamiento.

1) *Guía del mantenimiento*

a) *Guía semanal*

Tabla 9. Guía de mantenimiento semanal

<b>Inspección (semanal) referida al transformador de potencia de la subestación el mojón.</b>			
<b>Punto de inspección</b>	<b>Ítems de inspección</b>	<b>Descripción/ procedimiento de la inspección</b>	<b>Criterio de evaluación</b>
<b>Cuerpo del transformador</b>	Inspección detallada de la parte externa	Verificar temperatura y el nivel de aceite, inspección visual	01-Cuando el aceite está escapando por una guarnición, reapriete. En caso de que aun así persista la pérdida comunicarse con su supervisor de turno. 02- Cuando el aceite este escapando en puntos de soldadura, comunicarse con su supervisor de turno
		Verificar si hay marcas de golpes	Verificar principalmente las piezas desmontadas
		Verificar si no hay oxidación	Retirar la oxidación y efectuar los retoques de pintura necesarios
	Dispositivo de enfriamiento: perdida de aceite, acumulación de polvo	Perdida de aceite: Verificar si hay pérdidas en las válvulas, bomba de aceite y radiadores Acumulación de polvo: Mucho polvo depositado en el radiador.	si hubiese perdidas de aceite, favor comunicarse con su supervisor de turno, si hay

<b>Accesorios</b>			acumulación de polvo solo sería retirarle el polvo depositado
	Sistema de preservación de aceite: secador de aire a silica gel	Verificar si los cristales de silica gel están húmedos, usando un indicador.	Cuando el indicador adquiera un color rosa retire los cristales de silica gel y proceda a secarlos
	Bushings	01- Verificar la existencia de grietas. 02-Verificar el nivel de aceite y si hay perdidas de aceite.	Si hubiese pérdidas, anomalías del nivel de aceite, parte quebrada, agrietada u otros defectos, comunicarse con su supervisor de turno

**b) Guía Temporal Anual**

- Guía temporal anual general

Tabla 10. Guía de mantenimiento temporal anual general

<b>Inspección de los transformadores general (período anual)</b>		
<b>Elemento</b>	<b>Tiempo</b>	<b>Inspección</b>
<b>Indicador de nivel</b>	3 años	Verificar si existen fugas por los empaques, tomar la temperatura del termómetro de aceite, el cual debe corresponder a un nivel razonable de acuerdo con la temperatura del termómetro.
<b>Relé de presión súbita</b>	3 años	Su inspección es visual, ya que su operación solo obedece a fallas severas.
<b>Válvulas de sobrepresión</b>	3 años	Verificar si hay presencia de fugas por los empaques, las válvulas de sobrepresión jamás deben ser pintadas porque pueden evitar el correcto funcionamiento de estas.
<b>Relé Buchholz</b>	3 años	El chequeo se puede hacer con una bomba de mano hasta observar la activación de la alarma, si se activa no energizar el equipo hasta determinar la causa exacta
<b>Aisladores</b>	1 año	Chequear la porcelana externa de rompimientos o contaminación, nivel de aceite (fugas), pruebas de factor de potencia cada tres años.
<b>Termómetro de devanados</b>	1 año	Verificar bien el capilar para ver si existen fugas, verificar que los punteros no estén pegados, verificar las señales de disparo en el tablero de control.
<b>Respirador de silica gel</b>	1 año	Cambio de la silica, verificación del estado y cambio de color
<b>Cuba principal</b>	1 año	Corrosión, fugas de aceite por los empaques de válvula, radiadores y bujes, los puntos de corrosión severos deben de ser reparados.
<b>Radiadores</b>	1 año	Verificación de suciedades que pueden interferir en la transferencia de calor, puntos de corrosión, fugas de aceite y verificación del estado de la pintura. Verificación de fugas en los empaques de las válvulas.

<b>Ventiladores</b>	1 año	Revisión de los rodamientos, limpieza de las aspas, verificación de señales desde el tablero de control.
<b>Tanque de expansión y bolsa de neopreno</b>	1 año	Revisión de fugas, corrosión y sello de la bolsa de neopreno.
<b>Gabinete de control</b>	1 año	Revisión de empaques de la puerta, el sistema de calentamiento, cables sueltos en los puntos de contactos, verificación de señales de cada uno de los elementos de protección.

- Guía temporal anual específica

Tabla 11. Guía de mantenimiento temporal anual específica parte 1

Punto de inspección	Ítems de inspección	Años	Procedimiento	Criterio de evaluación
<b>Cuerpo del transformador</b>	Inspección detallada de la parte externa	2-3 años	01 – Verificar si hay o no gas dentro del relé Buchholz. 02 – Verificar si hay humedad en el transformador y sus accesorios existentes	Si fuera hallado gas en el interior del relé buchholz, comunicar a su supervisor de turno, o realizar purga y verificar en 6 (seis) meses
			a) Pérdidas de aceite	Verificar existencia de humedad en el líquido aislante. Apretar tornillos, verificar guarniciones, si se constatan pérdidas en soldaduras, avisar a su supervisor de turno
			b) Oxidación, deterioro del revestimiento, pintura descascando	Verificar la extensión del problema. Aplicar el procedimiento indicado en el de pintura para retoques de pintura de transformadores.
<b>Arrollamientos</b>	Medición de la resistencia de aislación incluyendo los bushings	2 - 3 años	Use un medidor de aislamiento 2,5kV.	De acuerdo con el ensayo de referencia antes de la energización

			Mida la resistencia a través de los arrollamientos y tierra	
<b>Aceite aislante</b>	Rigidez dieléctrica	2 - 3 años	De acuerdo con los procedimientos y los dispositivos previstos en la norma NBR 6869	30kV/2,5 mm o más - aceptable. Si es inferior, retire las impurezas filtrando el aceite
	Índice de neutralización		Hacer ensayo conforme NBR 14248	Menor que 0,03mgKOH/g – aceptable. Mayor de 0,2mg KOH/g
	Tenor de agua	1 año	Hacer ensayo conforme NBR10710	Máximo 25ppm
	Factor de potencia		Hacer ensayo conforme NBR 12133	Máximo 0,9%
	Punto de fulgor		Hacer ensayo conforme NBR 11341	Mínimo 140°C
	Densidad		Hacer ensayo conforme NBR 7148	> 0,861g/cm <sup>3</sup> para el aceite naftenico e < 0,86g/cm <sup>3</sup> para el aceite parafínico
	Acidez		Hacer ensayo conforme MB 101	Máximo 0,03mgkoh/g

Tabla 12. Guía de mantenimiento temporal anual específica parte 2

Punto de inspección	Ítems de inspección		Tiempo	Procedimiento	Criterio de evaluación
<b>Accesorios</b>	Guarnición		1 año	Verificar si los tornillos o tuercas están flojos	Reapretar si fuera necesario. NOTA: Al retirar parte de la tubería con pérdidas, remover y cambiar la guarnición
	Sistema de preservación del aceite	Tipo de bolsa nitrílica	1 año	Verificar si existen defectos en el secador de aire o en el indicador de nivel de aceite, verificar la relación entre el nivel indicado de aceite y la temperatura	Si hubiese anomalía comunicarse con su supervisor de turno
		Tipo sellada con nitrógeno	2-3 años	Mida la pureza del nitrógeno	Más de 97% - aceptable
	Secador de aire		Al cambiar los cristales de la silica de gel	01- Verificación de la construcción. 02- Obstrucción causada por polvo	En caso de suciedad u obstrucción limpiar y realizar el montaje con cuidado

			<p>03 – Verificar la acción de respiración.</p> <p>04 – Nivel de aceite en el recipiente de purificación</p>	<p>El nivel del aceite debe llegar hasta la línea roja.</p> <p>El extremo inferior del cilindro de respiración debe estar sumergido en aceite</p>
Enfriador	Ventilador para radiador (si lo hay)	6 meses	<p>01 – Verificar si hay vibración anormal durante 1 hora de funcionamiento de los ventiladores.</p> <p>02 – Verificar la resistencia de aislación.</p>	<p>En caso de anomalías comunicar al supervisor de turno.</p> <p>Resistencia de aislación: más de 2MΩ</p>
	Intercambiador de calor entre aceite y aire (si hay).	1 año	<p>Verificar los tubos de los intercambiadores, analizando si no hay polución en su superficie.</p>	<p>Limpie el fondo de los tubos de los intercambiadores usando agua caliente.</p>

Tabla 13. Guía de mantenimiento temporal anual específica parte 3

Punto de inspección	Ítems de inspección	Tiempo	Procedimiento	Criterio de evaluación
<b>Accesorios</b>	Círculo de control	2-3 años	<p>01 – Testes de funcionamiento de relés: presión, flujo de aceite, nivel de aceite, dispositivo de alivio da presión, termómetro de aceite, fuente de alimentación de los intercambiadores, etc.</p> <p>02 – Testes de partida. Parada de los ventiladores de los intercambiadores y de la bomba. Verificación de la secuencia de control. Verificación del funcionamiento del contactor del solenoide de los disyuntores</p> <p>03 – Medición de la resistencia de aislamiento de los cables</p>	

				04 – Visualmente inspeccione detalladamente los cables	
	Bushings	General	2-3 años	<p>1 – Grietas y quebraduras en la porcelana</p> <p>02 – Suciedad</p> <p>03 – pérdida de aceite</p> <p>04 – Formación de óxido.</p> <p>05 – Resistencia de aislación (separada del arrollamiento)</p>	<p>01 – Caso haya anomalías tales como:</p> <p>quebraduras, grietas o pérdidas, comunicar al supervisor de turno</p> <p>02 – Cuando haya suciedad excesiva, limpie con un paño que contenga amoníaco, o tetracloruro de carbono y neutralice con un neutralizador. Después de esto, lave con agua dulce seque con un paño seco.</p>

## XI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El mantenimiento centrado en la confiabilidad es una técnica de gran utilidad que puede ser utilizado para la creación de planes de mantenimiento en las plantas industriales, sector energético y todo tipo de maquinaria que genere un trabajo. El RCM ha sido utilizado para crear estrategias de gestión de activos fijos ya que provee de información necesaria para tomar acciones en pro de conservar la funcionalidad de los activos, que en este caso fue aplicado a los transformadores de potencia.

La aplicación de la guía metodológica de RCM nos alertó de las condiciones físicas en que se encontraba el transformador, que a groso modo no se pueden detectar a simple vista. Con los planes de mantenimiento mensuales, semestrales y anuales pudimos ver el deterioro de todas las partes que conforman el transformador de potencia.

La correcta aplicación de esta técnica implica tener un conocimiento profundo de cómo funciona un transformador. Cada parte del transformador juega un papel importante en la funcionalidad en conjunto de esta máquina eléctrica, desde la condición del aceite aislante, el estado de corrosión de la carcasa, la resistencia de aislamiento de los devanados y así todas las partes que lo conforman, para poder determinar a través de las 7 preguntas del RCM las acciones a tomar.

Los beneficios de la correcta aplicación de este plan de mantenimiento son reflejados de manera impactante en todos los campos donde se aplique, en los que se destacan un Menor tiempo muerto en los equipos, mayor disponibilidad técnica, mayor tiempo promedio entre fallas (MTBF), menor tiempo promedio para reparar (MTBR).

Se reducen las actividades de Mantenimiento Preventivo de forma dramática, debido a un 70% al 80% [12] en promedio, incremento o uso por primera vez de los Mantenimientos Predictivos, reducción significativa del desperdicio por efecto de fallas en la máquina, se reducen los tiempos extras tanto del personal técnico como del productivo, mayor motivación de todo el personal que participa en la implementación.

Se incrementa el conocimiento técnico de los activos críticos de la planta, pasando de ser bombas de tiempo a equipos bien controlados, pues lo que no se entiende cómo funciona no se sabe cómo repararlo. Es una máxima en este ámbito y al estudiar los equipos se incrementa el saber y se detecta donde hace falta la capacitación y esto se traduce en reducción de los costos en refacciones y en mano de obra.

Se recomienda replicar la aplicación de la filosofía de RCM a todos los dispositivos adyacentes al transformador de potencia “El Mojón” para que de esta manera se aumente aun mas la confiabilidad entera del sistema y generar mayores beneficios al proceso.

Es necesario conocer como funciona de manera específica la funcionalidad de cada una de las partes que conforman el transformador, utilizar el árbol de daciones para establecer los pasos a seguir y un plan de acción en caso de encontrar desviaciones.

También se pide un control exhaustivo de cada una de las pruebas y mantenimientos semanales, mensuales y anuales que se le realicen a cada uno de los componentes del transformador. A su vez se orienta a que cada técnico que realice las inspecciones reporte de manera inmediata cualquier desviación en las condiciones que se pudiesen encontrar.

## XII. BIBLIOGRAFÍA

[1] Chalifoux, A. and Baird, J. “Reliability centered maintenance (RCM) guide”. Champaign, Ill: US Army Corps of Engineers, Construction Engineering Research Laboratories, 1999.

[2] Chapman, Stephen. “Máquinas Eléctricas”, 5ta edición: McGraw-Hill Educación, página 41, 2012.

[3] Francisco Jiménez Boulanger y Carlos Espinoza. “Costos Industriales”, 1era edición: Instituto tecnológico de Costa Rica., 2007.

[4] John Moubray, “Mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM)”, Soporte y compañía limitada, página 2-3, 2006.

[5] DISPAC, “Manual de mantenimiento para subestaciones eléctricas”, Empresa distribuidora del pacifico. Marzo de 2015.

[6] John Moubray, “Mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM)”, Soporte y compañía limitada, página 5-7, 2006.

[7] Mabel Calero, (15 de octubre 2017), diario La prensa Online. Disponible: <https://www.laprensa.com.ni/2017/10/15/nacionales/2314300-sistema-electrico-de-nicaragua-es-el-mas-fragil-de-centroamerica>.

[8] Lubianka Garcia y Ana Beltrán. “Propuesta de plan de mantenimiento industrial para la empresa NICAFISH del municipio de Managua”. Universidad Nacional de Ingeniería. 2016.

[9] Chapman, Stephen. “Máquinas Eléctricas”, 5ta edición: McGraw-Hill Educación, página 42-70, 2012.

[10] Mago, María G.; Hurtado, Lin; Raffoul, Yamile; Leal, Irvin. “Estudio de la chapa de acero al silicio para el núcleo del transformador monofásico” vol.16, núm. 2, pp. 65-69: Revista INGENIERÍA UC, mayo-agosto, 2009. Disponible: <http://www.redalyc.org/pdf/707/70717501010.pdf>

[11] E.E Staff M.I.T.T. “Circuitos magnéticos y transformadores”. 1era edición: Editorial Reverté.

[12] Jorge Medina, “Capítulo Final de RCM ¿Qué beneficios se logran con el RCM después de su implementación en la empresa?”. Disponible: <https://confiabilidadrcm.wordpress.com/2016/12/31/capitulo-final-de-rcm-que-beneficios-se-logran-con-el-rcm-despues-de-su-implementacion-en-la-empresa-consideraciones-finales/>

### **XIII. GLOSARIO**

- RCM: Reability Centered Maintenance (Mantenimiento centrado en la confiabilidad) por sus siglas en ingles.
- ANSI: Instituto Nacional Estadounidense de Estándares, más conocido como ANSI (por sus siglas en inglés: American National Standards Institute), es una organización sin fines de lucro que supervisa el desarrollo de estándares para productos, servicios, procesos y sistemas en los Estados Unidos.
- NEMA: National Electrical Manufacturers Association (NEMA)1 (Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos).
- IEEE: Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (conocido por sus siglas IEEE en inglés Institute of Electrical and Electronics Engineers)
- Devanado: Hilo conductor que, enrollado y cubierto con un revestimiento aislador, se emplea en algunos aparatos eléctricos.
- Inrush current: es la corriente que circula por el primario de un transformador de potencia en vacío, y sirve para inducir el campo magnético en su núcleo y suministrar la energía de pérdidas correspondiente.
- Ferromagnético: es la interacción magnética que hace que los momentos magnéticos tiendan a disponerse en la misma dirección y sentido.
- Bushings: tienen como función la de servir de interconexión entre los bobinados y las redes externas, y que por una parte, han de conducir la corriente y por otra, aislar el conductor a su paso a través de la tapa o cuba del transformador y conseguir la estanqueidad necesaria para evitar el escape del dieléctrico.
- Relé Buchholz: es un dispositivo de seguridad que se monta en algunos transformadores en baño de aceite que van equipados con un depósito externo de expansión en su parte superior. El relé Buchholz se usa como dispositivo de protección contra fallos del dieléctrico en el interior del equipo.
- Histéresis: es la tendencia de un material a conservar una de sus propiedades, en ausencia del estímulo que la ha generado
- Corrientes de Foucault: es un fenómeno eléctrico descubierto por el físico francés Léon Foucault en 1851. Se produce cuando un conductor atraviesa un campo magnético variable, o viceversa.
- Armónicos: Las cargas no lineales tales como: rectificadores, inversores, variadores de velocidad, hornos, etc; absorben de la red corrientes periódicas no senoidales.

- kV: Unidad de medida del voltaje (kilo voltios).
- CT's: Transformadores de corriente.
- PT's: Transformadores de potencial.
- Índice de polarización: e define el índice de polarización (IP) como la relación entre la resistencia de aislamiento medida a 1 minuto y a 10 minutos después de aplicada una tensión continua de prueba.
- MT: Media tensión
- BT: Baja tensión
- CC: Corriente continua
- EPP: Equipo de protección personal
- Omicron: Compañía encargada de fabricar equipos de medición para equipos eléctricos.
- CPC 100: Dispositivo que sirve para realizar pruebas eléctricas (resistencia de aislamiento)
- Factor de potencia: Se define factor de potencia, f.d.p., de un circuito de corriente alterna, como la relación entre la potencia activa, P, y la potencia aparente, S. Da una medida de la capacidad de una carga de absorber potencia activa.
- Aislador: Pieza de cristal o porcelana que permite aislar de su soporte los alambres conductores de la corriente eléctrica

## XIV. ANEXOS

### Anexo A. Ubicación geográfica Mina La Libertad.



**Anexo B. Layout de planta.**



**Anexo C. Mina a cielo abierto.**



## Anexo C. Prueba de índice de polarización transformador de potencia.



www.megger.com

### PRUEBA DE ÍNDICE DE POLARIZACIÓN (IP) TRANSFORMADOR



PROPIETARIO \_\_\_\_\_

SUBSTATION B2GOLD DESMINIC EL MOJON

EQUIPMENT TRANSFORMADOR SUBS EL MOJON

Ubicación del Equipo \_\_\_\_\_

FECHA 20/01/2016

TEMP. AMBIENTE 25 °C

HUMEDAD 56 %

ESTADO DE PRUE \_\_\_\_\_

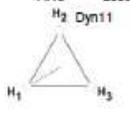
PÁGINA 1

Nº DE TRABAJO \_\_\_\_\_

Activo ID ALTA

**DATOS DE PLACA**

FABRICANTE	WEG	CLASE	ONANIONAF	FASES	3
NO SERIE	14748	REFRIG.	ACEITE	RAZÓN	Rutina
AÑO	2009	BIL	650	KV	PESO
				MAT. DEVANADO	Cu
				VOL. ACEITE	lb
				TEMP. ACEITE	30 °C
				IMPEDANCIA	4.15 %
				CLIMA	Soleado
				TANQUE TIPO	SELLADO

	Tensión (KV)	KVA	I NOM.	# TOMAS	NEUTRO	CAMBIADOR	POSICION CAMBIADOR
PRIMARIO:	138	15,000	62.76	5	3	CTDM	3
SECUNDARIO:	13.8 / 7.967	15,000	627.55	1			

COMENTARIOS: \_\_\_\_\_

TENSION DE PRUEI ALTA»BAJA & TIERRA 10 KVCD BAJA»ALTA & TIERRA 10 KVCD ALTA & BAJA»TIERRA 10 KVCD

TEMP. NÚCLEO/BOBINA: 35 °C Introduzca TCF Manualmente:  FACTOR CORR. TEMP A 20°C, TCF 2 LÍQUIDO 2.800

Usar Valor de Instrumento PI / DA

MINUTOS	TRANSFORMADOR					
	Alta » Baja & Tierra		Baja » Alta & Tierra		Alta & Baja » Tierra	
	LECTURA (Mohms)	Lectura Corregida (Mohms)	LECTURA (megohms)	Lectura Corregida (Mohms)	LECTURA (megohms)	Lectura Corregida (Mohms)
0.25						
0.50	20,000.00	56,000.00	1,350.00	3,760.00	137.50	365.00
0.75						
1.00	30,700.00	85,960.00	2,200.00	6,160.00	144.60	404.88
2.00	37,000.00	103,600.0	3,950.00	11,060.00	157.90	442.12
3.00	41,000.00	114,800.0	5,000.00	14,000.00	164.30	460.04
4.00	43,200.00	120,960.0	6,050.00	16,940.00	162.91	456.15
5.00	45,100.00	126,280.0	7,200.00	20,160.00	169.80	531.44
6.00	47,700.00	133,560.0	6,910.00	19,348.00	188.90	528.92
7.00	62,900.00	148,120.0	7,570.00	21,196.00	200.00	560.00
8.00	51,500.00	144,200.0	7,660.00	21,448.00	190.00	532.00
9.00	53,000.00	148,400.0	7,480.00	20,944.00	211.00	590.80
10.00	55,400.00	155,120.0	8,630.00	24,164.00	233.00	652.40
ÍNDICE POLARIZACION	1.80		3.92		1.61	
ABSORCION DIELECTRICA	1.53		1.63		1.05	

CONDICION AISLANTE	ÍNDICE DE POLARIZACION (P)
DAÑEROSO	< 1.0
POBRE	1.0 a 1.1
CUESTIONABLE	1.1 a 1.25
JUSTO	1.25 A 2.0
BUENO	> 2.0

NOTAS:

Rango PI de IEEE C57.152-2013

Polarization index should not be used to assess insulation in new power transformers (IEEE C57.152-2013)

The polarization index for insulation liquid is always close to 1. Therefore, the polarization index for transformers with low conductivity liquids (e.g. new mineral oil) may be low in spite of good insulation condition. (IEEE C57.152-2013)

CONDICION AISLANTE	Dar 60/30 Sec
CUESTIONABLE	1.0 - 1.25
BUENO	1.4 a 1.6
EXCELENTE	> 1.6

NOTAS:

DAR ranges from A 60/30 In Time (Megger, 2006)

These values must be considered tentative and relative - subject to experience, over time

EQUIPO DE PRUEBA USADO: 3GER MIT 1025 - SERIE 101309531

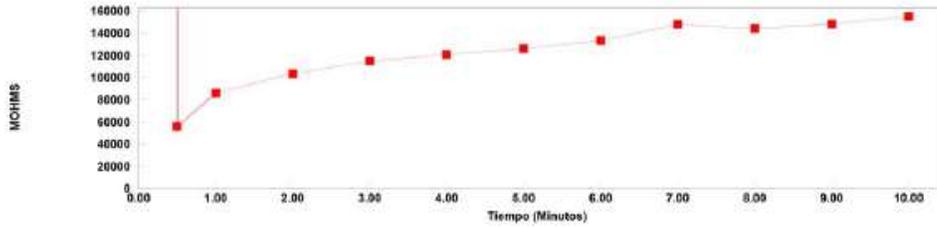
PROBADO POR: ALEX DIAZ

COPYRIGHT © 2002-2014 POWERDE, INC. www.powerde.com 56600, Form Schema 2, REVISED 21/10/2014

FECHA 0/01/2016 TEMPERATURA 25 °C HUMEDAD 56 % UBI. DEL EQUIPO  
SUBESTACION POSICIÓN TRANSFORMADOR SUBS EL MOJON

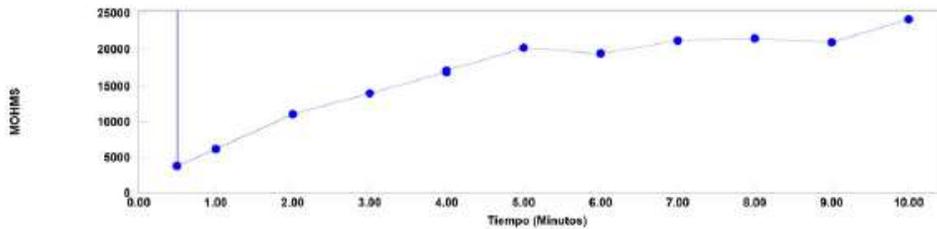
**CURVA DE POLARIZACIÓN**

Alta > Baja & Tierra : Cuadrado Rojo



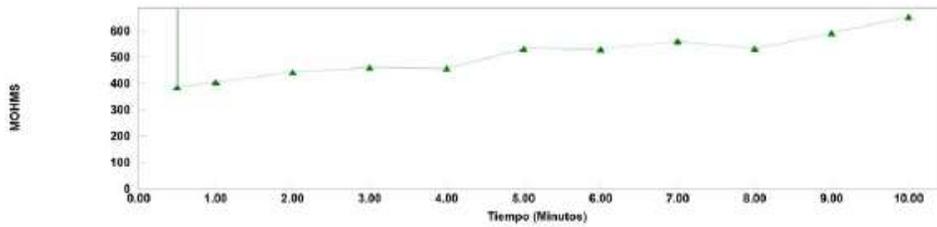
**CURVA DE POLARIZACIÓN**

Baja > Alta & Tierra : Círculo Azul



**CURVA DE POLARIZACIÓN**

Alta & Baja > Tierra : Triángulo Verde



COMENTARIOS:  
DEFICIENCIAS:

## Anexo C. Prueba de relación de transformación.

HIGH SIDE(3) TO LOW SIDE TAPS TURNS RATIO TESTS

#	Toma A/B		Tensión A/B		rueb V	TTR	1U-1V / 2U-2N				1V-1W / 2V-2N				1W-1U / 2W-2N			
							TTR Actual	% error	I exc mA	Fase (Grad)	TTR Actual	% error	I exc mA	Fase (Grad)	TTR Actual	% error	I exc mA	Fase (Grad)
1	Alto(3)	Neutro	138,000	13,725	80	17.415	17.424	0.05	0.8	-0.52°	17.444	0.17	0.7	-0.49°	17.453	0.22	1.3	-0.51°

HIGH SIDE(3) TO LOW SIDE TAPS TURNS RATIO TESTS

#	Toma A/B		Tensión A/B		rueb V	TTR	1U-1V / 2U-2N				1V-1W / 2V-2N				1W-1U / 2W-2N			
							TTR Actual	% error	I exc mA	Fase (Grad)	TTR Actual	% error	I exc mA	Fase (Grad)	TTR Actual	% error	I exc mA	Fase (Grad)
1	Alto(3)	Neutro	138,000	4,160	80	57.457	57.602	0.25	0.8	-0.13°	57.660	0.35	0.8	-0.10°	57.677	0.38	1.3	-0.12°

## Anexo D. Prueba de resistencia de devanados.

RESISTENCIA DEL DEVANADO DE ALTA TENSIÓN

Mostrar Gráfico

Resistencia Corregida a 85°C

Unidades:  $\Omega$

#	TOMA	Corriente (Amp)	de Identific Tensión	1U-1V	1V-1W	1W-1U	Leyendo Estabilidad %	Diferencia de Devanado %
1	1		144,900					
2	2		141,450					
3	Neutro	4.166	138,000	5.477	5.491	5.480	99.99	0.267
4	4		134,550					
5	5		131,100					
6	6		127,650					
7	7		124,200					

RESISTENCIA DEL DEVANADO DE BAJA TENSIÓN

Mostrar Gráfico

Resistencia Corregida a 85°C

Unidades: m $\Omega$

#	TOMA	Corriente (Amp)	de Identific Tensión	2U-2N	2V-2N	2W-2N	Leyendo Estabilidad %	Diferencia de Devanado %
6	Neutro	10.07	13,800	50.72	51.45	49.96	99.96	2.923

RESISTENCIA DEL DEVANADO TERCIARIO

Mostrar Gráfico

Resistencia Corregida a 85°C

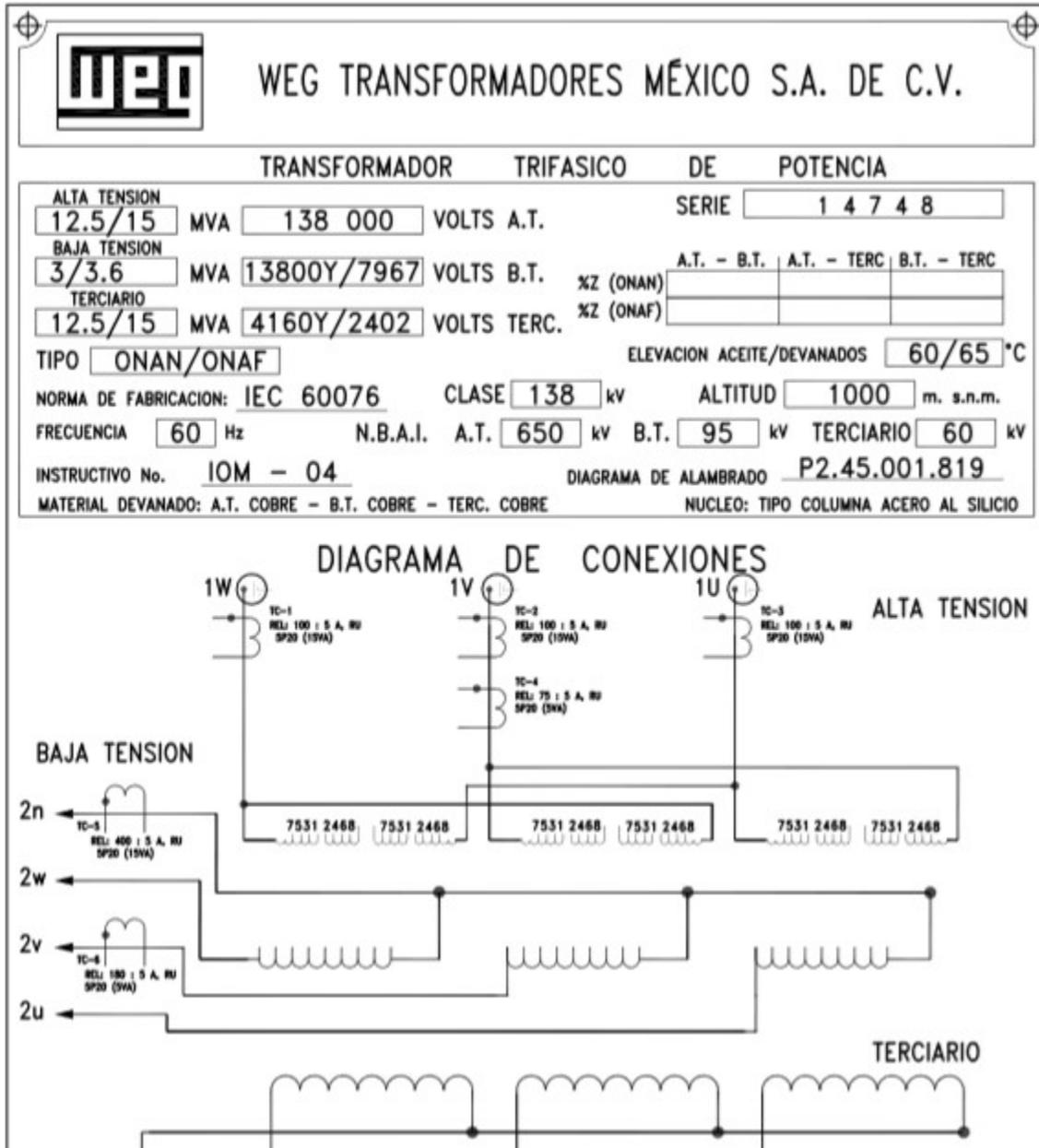
Unidades: m $\Omega$

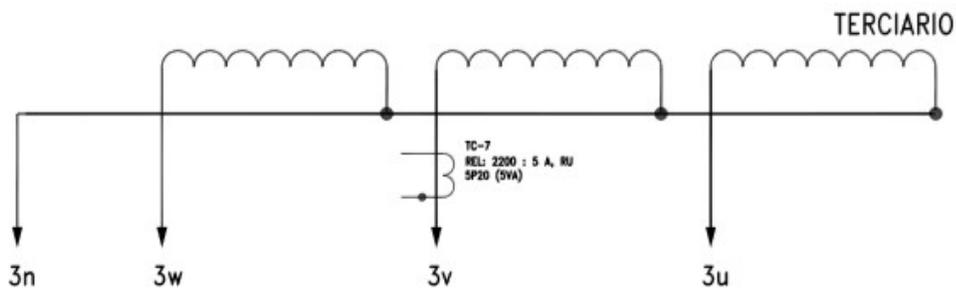
#	TOMA	Corriente (Amp)	de Identific Tensión	2U-2N	2V-2N	2W-2N	Leyendo Estabilidad %	Diferencia de Devanado %
7	Neutro	10.07	4,160	2.152	2.219	2.104	99.85	5.323

### Anexo E. Prueba de capacitancia y tangente de delta.

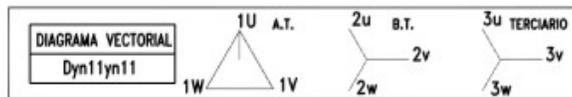
CONFIGURACIÓN GENERAL DE PRUEBA DEL TRANSFORMADOR										RESULTADOS GENERALES DE PRUEBA DEL TRANSFORMADOR						
No. Prueba	AISLAMIENTO PROBADO	Modo Prueba	PRUEBA DE CONEXIONES CONDUCTORAS				kV Prueba	DFR	CAPACITANCIA C (fF)	FACTOR DE POTENCIA %			DIRECTO		%VDF	RA
			HV	Rojo	Azul	Tierra				Medido	@ 20°C	Factor Corr	mA	Watts		
1	C <sub>HG</sub> + C <sub>HL</sub>	GStg-B	H	LTR	T	G	10.00	<input checked="" type="checkbox"/>	6,341.07	3.52	3.94	1.119	23.835	8.3395	0.04	D
2	C <sub>HG</sub>	Gstg-Rb	H	LTR	T	G	10.00	<input checked="" type="checkbox"/>	2,242.43	9.65	10.80	1.119	8.452	8.0882	0.12	D
3	C <sub>HL</sub>	UST-R	H	LTR	T	G	10.00	<input checked="" type="checkbox"/>	4,106.16	0.18	0.20	1.119	15.422	0.2769	0.04	G
4	C <sub>HL</sub>		= Prueba 1 - Prueba 2						4,098.64				15.383	0.251		Valid
5	C <sub>LG</sub> + C <sub>LT</sub>	Gstg-R	LTR	H	T	G	2.00	<input checked="" type="checkbox"/>	4,929.04	0.26	0.29	1.119	3.702	0.0192	0.03	G
6	C <sub>LG</sub>	Gstg-Rb	LTR	H	T	G	2.00	<input checked="" type="checkbox"/>	828.23	0.64	0.71	1.119	0.623	0.0079	0.03	G
7	C <sub>LT</sub>	UST-B	LTR	H	T	G	2.00	<input checked="" type="checkbox"/>	4,100.68	0.18	0.20	1.119	3.072	0.0111	0.02	G
8	C <sub>LT</sub>		= Prueba 5 - Prueba 6						4,100.80				3.080	0.011		Valid
9	C <sub>TG</sub> + C <sub>HT</sub>	GStg-B	T	H			7.00	<input checked="" type="checkbox"/>	6,287.69	0.16	0.18	1.119	16.562	0.1865	0.03	G
10	C <sub>TG</sub>	Gstg-Rb	T	H			7.00	<input checked="" type="checkbox"/>	6,233.85	0.16	0.18	1.119	16.449	0.1840	0.03	G
11	C <sub>HT</sub>	UST-R	T	H			7.00	<input checked="" type="checkbox"/>	55.69	0.09	0.10	1.119	0.146	0.0008	0.05	G
12	C <sub>HT</sub>		= Prueba 9 - Prueba 10						53.84				0.114	0.002		Invalid
13	C <sub>HG'</sub>		= C <sub>HG</sub> - H Boquillas													
14	C <sub>LG'</sub>		= C <sub>LG</sub> - L Boquillas													
15	C <sub>TG'</sub>		= C <sub>TG</sub> - T Boquillas													
11	C <sub>H</sub> + C <sub>L</sub> + C <sub>T</sub>	Gstg-Rb	H	-	-			<input type="checkbox"/>				1.119				
12	C <sub>H</sub> + C <sub>L</sub> + C <sub>T</sub>		Prueba 2 + 6 + 10						9,304.51				25.523	8.280		
Oil Test 1	Overall Oil Test	UST-R	LTR	H		G						1.000				
Oil Test 2	LTC Chamber Oil Test	UST-R	LTR	H		G						1.000				

Anexo F. Placa de Datos Transformador subestación “El mojón”





**GRUPO DE CONEXIONES**



**CONEXIONES**

DEVANADO	VOLTS	A M P E R E S		CAMBIADOR DE DERIVACIONES	
		ONAN 65°C	ONAF 65°C	POS	CONEXION EN CADA FASE
ALTA TENSION	144900	49.80	59.76	1	1 CON 2
	141450	51.02	61.22	2	2 CON 3
	138000	52.30	62.75	3	3 CON 4
	134550	53.63	64.36	4	4 CON 5
	131100	55.04	66.05	5	5 CON 6
	127650	56.53	67.84	6	6 CON 7
	124200	58.10	69.72	7	7 CON 8
BAJA TENSION	13800Y/7967	125	150		
TERCIARIO	4160Y/2402	1735	2082		

LIQUIDO AISLANTE: ACEITE MINERAL, NO INHIBIDO  
 FABRICANTE: SHEM LUBRICANTES, S.A. DE C.V.

LIBRE DE PCB

**MASAS APROXIMADAS EN kg**

NUCLEO Y BOBINAS	<input type="text" value="17474"/>	TANQUE Y ACCESORIOS	<input type="text" value="11047"/>
LTS DE ACEITE	<input type="text" value="18923"/>	MASA TOTAL	<input type="text" value="44606"/>
	<input type="text" value="16085"/> kg.		

- 1.- LLENE EL TRANSFORMADOR CON ACEITE AISLANTE HASTA QUE EL INDICADOR DE NIVEL LLEGUE A LA MARCA DE 25°C
- 2.- NUNCA OPERE EL TRANSFORMADOR CUANDO EL INDICADOR DEL NIVEL ESTE ABAJO DEL LIMITE INFERIOR DE SU ESCALA

**Anexo G. Transformador subestación “El Mojón”.**



