



**TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO**

**TECNOLÓGICO NACIONAL DE MEXICO
Instituto Tecnológico de Tuxtla Gutiérrez**

INGENIERIA ELECTRICA

**Mantenimiento predictivo, preventivo y/o correctivo a
transformadores de distribución**

REPORTE DE RESIDENCIA

**Alejandro de Jesús Gálvez Chicati 12270254
Oscar Cobián Ruiz 13270909**

ASESOR INTERNO

Dr. Rubén Herrera Galicia

ASESOR EXTERNO

Ing. Bárbara Adriana Rodríguez Bocio

**ELECTRICIDAD INDUSTRIAL Y MANTENIMIENTO, S.A. DE C.V. (EIMSA)
TUXTLA GUTIERREZ CHIAPAS**

Junio 2018

Terminología y símbolos

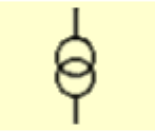
Boquilla de media tensión	Dispositivo de media tensión para aislar una determinada corriente a los devanados proporcionando un aislamiento eficaz.
Boquilla de baja tensión	Dispositivo en el lado de baja tensión para aislar una determinada corriente desde el devanado.
Cambiador de derivaciones	Dispositivo que se acciona desde el exterior del transformador que permite seleccionar la derivación del devanado cuando esta sin corriente y desenergizado.
Placa de datos	Es la información para conocer las características de un transformador, fabricante, tipo, aumento de temperatura, tensión, derivaciones prima, líquido aislante, peso total, potencia, fases, corriente primario, corriente secundario, frecuencia, impedancia, conexión primario, conexión secundario.
Sistema de tierra	Conexión conductora, intencionada o accidental, entre un circuito o equipo eléctrico y el terreno natural o algún cuerpo conductor que sirva como tal.
Conexiones de entrada	El lado de entrada se conoce como primario del transformador puesto que es el lugar en donde está conectada la energía eléctrica principal a transformar.
Conexiones de salida	El lado de salida se conoce como secundario del transformador. Es el lugar donde la energía eléctrica es enviada a la carga.



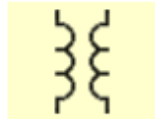
Transformador apantallado o blindado



Transformador de intensidad (corriente)



Transformador de fuerza



Transformador (bobina) con núcleo de aire



Autotransformador



Transformador (bobina) con núcleo de aire



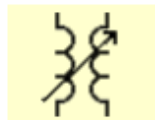
Autotransformador



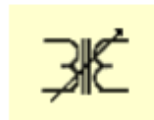
Transformador (bobina) con núcleo de aire



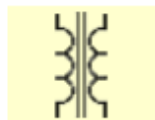
Autotransformador



Transformador de acoplamiento ajustable



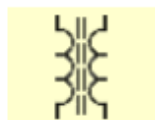
Transformador ajustable



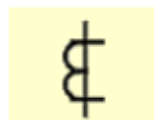
Transformador con núcleo de hierro



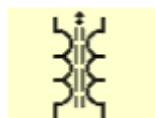
Transformador ajustable



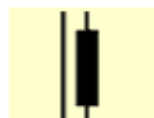
Transformador con núcleo de ferrita



Transformador de intensidad (corriente)



Transformador ajustable con núcleo de ferrita



Transformador de intensidad (corriente)

INDICE

Terminología y símbolos	1
1. Introducción.....	4
1.1 Antecedentes	4
1.2 Estado del arte	5
1.3 Justificación	6
1.4 Objetivos	6
1.5 Metodología	7
2. Fundamento teórico	9
2.1 Principios del funcionamiento del transformador.....	9
2.2 Tipos de transformadores de distribución.	16
2.3 Tipos de fallas en transformadores.	19
2.4 Normatividad del mantenimiento.....	22
3. Desarrollo	27
3.1 Pruebas a transformadores de distribución.....	27
3.2 Fundamentos de mantenimiento en transformadores.....	37
3.3 Tipos de mantenimiento	40
3.4 Mantenimiento correctivo en transformadores de distribución.	41
3.5 Mantenimiento preventivo en transformadores de distribución.	42
3.6 Mantenimiento predictivo en transformadores de distribución	44
4.- Análisis y resultados	52
4.1 Resultados	52
Referencias bibliográficas	54

1. Introducción

1.1 Antecedentes

Hans Oersted este científico danés demostró en 1820 que cuando una corriente eléctrica fluía se generaba un campo magnético. En ese tiempo se consideraban a la electricidad y al magnetismo como fuerzas separadas y no relacionadas. Descubrir que la electricidad era capaz de generar un campo magnético dio pie a pensar que el magnetismo era capaz de generar electricidad.

Michael Faraday. A partir de los estudios de Oersted, el progreso en las investigaciones de éste científico inglés en el año de 1831 lo llevaron al descubrimiento de la ley de inducción, siendo esta ley la base para poder producir electricidad por medio del magnetismo.

Heinrich Rühmkorff, construyó un aparato capaz de transformar la energía generada por una pila a elevadas fuerzas electromotrices, conocido como inductores de chispas. Constituidos por un núcleo de hierro rectilíneo común a dos bobinas aisladas entre sí, circulando una corriente a través de una bobina de pocas espiras y sección gruesa. Lo importante de este aparato es que las corrientes y voltajes de las bobinas dependen del número de espiras que tiene

Los húngaros Deri, Blathy y Zipernowsky fueron los primeros en aplicar lo que se conoce como distribución en derivación. Su transformador consistía en un toroide de hierro sobre el que se arrollaban los devanados, alternándolos entre sí. Se cambió el toroide por alambres del mismo material, que arrollaba al circuito primario y secundario. Al seccionar el núcleo, se redujeron considerablemente las corrientes parásitas, aumentando así la eficiencia del transformador.

Alrededor de 1900, Nikola Tesla ideó un transformador para trabajar a altas frecuencias. Lo diseñó con el propósito de obtener una alta tensión a partir de potencias muy pequeñas. El equipo en sí constaba de un par de transformadores inmersos en aceite mineral. El aceite actuaba con sistema de enfriamiento.

En la conferencia internacional IEEE sobre líquidos dieléctricos en el 2011, se expone el escrito "Estudio de parámetros que afectan el envejecimiento del aceite en transformadores de distribución". Con un estudio de los parámetros que perjudican el envejecimiento de los transformadores de distribución en aceite. Señalando los puntos débiles de la red por muestras de aceite y reduciendo la carga de cada transformador por medio de la elaboración de subestaciones.

El transformador se encuentra en modernización constante. La investigación con respecto al transformador se encuentra en el desarrollo de nuevos materiales para los núcleos y bobinas que permitan tanto aumentar la eficiencia del equipo como

reducir sus dimensiones. No sólo se trabaja en la mejora de las propiedades de los metales que se usan en su fabricación actualmente, sino que también se trabaja con superconductores, materiales compuestos y cerámicos.

1.2 Estado del arte

Juliana Ruíz Giraldo y Diego Alejandro Mayor Cardona en el 2013 [1], presentaron una investigación de un manual industrial de transformadores en aceite de tal forma que servirá como herramienta pedagógica para los docentes y método de estudio para los docentes, en el cual su realización de investigación basada en los fallos de transformadores mediante su vida de uso, y haciendo comparaciones y recopilaciones de fallas generadas en cambios climatológicos.

Anderson Correa Montoya y Jhon Sebastián Giraldo Murcia en el 2014 [2] realizaron una investigación de diagnóstico de fallas en transformadores de distribución, mediante su investigación concluyeron que las interrupciones en el servicio afectan la calidad del suministro de energía, por medio de este argumento el sistema eléctrico de potencia y distribución está compuesto por varios subsistemas, la generación, transmisión, subtransmisión y distribución de energía.

J. Olivares Galván, miembro IEEE, Marco A. Venegas, miembro IEEE, Salvador Magdalena, miembro IEEE [3], Este artículo presenta una investigación detallada sobre la historia del transformador, haciendo referencia a la contribución que tuvieron diferentes personajes a través de los años a su diseño, funcionamiento y aplicación. Aquí se hace mención de las principales aportaciones incluyendo a personajes tales como: Faraday, Gaulard, Blathy, Deri, Zipernowsky, y Stanley.

Prolec-Ge Internacional, S. De R.L. De C.V. 2009, Manual De Instalación, Operación Y Mantenimiento Transformadores Tipo Subestación, 2010 [4], presentó un manual de instalación, operación y mantenimiento a transformadores tipo subestación, donde la instalación, operación y mantenimiento de transformadores tipo subestación deberá estrictamente seguir los procedimientos de seguridad.

Jhonny Villacís Toasa, Propuesta De Guía Para La Selección De Transformadores De Distribución, Abril 2011[5]. El realizar las pruebas de rutina a un transformador, es necesario y muy importante porque mediante estas pruebas, se verifica el estado en que se encuentran las partes que constituyen el transformador, antes de su energización; y de acuerdo a lo observado estas pruebas de rutina se realizan en aproximadamente un 80% en el laboratorio de transformadores de la EEASA.

Lo que se propone como es indagar a fondo sobre el mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo en los transformadores de distribución, abarcando desde sus materiales o equipos para su monitoreo y revisión, hasta todas las posibles fallas en cada uno de sus componentes, y mediante este conocimiento buscar un óptimo desarrollo en los tiempos de vida como eficiencia energética en dicho transformador.

1.3 Justificación

Se llegara al fondo del funcionamiento del transformador de distribución, detallando su comportamiento en condiciones óptimas, y como las circunstancias no favorables para su uso afectan su operación, comprometiendo su eficiencia energética.

Se documentara todas las posibles fallas en los componentes internos y externos del transformador, como también las causas y consecuencias de un mal manejo o uso, dependiendo de sus capacidades nominales o por el nulo mantenimiento del equipo eléctrico.

Se demostrara como son cada uno de los tipos de mantenimiento para los transformadores de distribución. Todo esto relacionado con sus componentes como la relación de transformación, los devanados, el aceite enfriador, su resistencia eléctrica, etc.

La realización de este estudio es de importancia para la empresa debido a que permitirá determinar tareas específicas y diseñar estrategias de mantenimiento para los transformadores de distribución. Esto posibilitara que los trabajadores realicen sus actividades de una forma adecuada, ordenada y en condiciones propicias que garanticen su seguridad, salud y bienestar.

1.4 Objetivos

Demostrar las bases del mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo en los transformadores de distribución, de tal forma que sirva como herramienta pedagógica para docentes, trabajadores, usuarios y método de aprendizaje para el estudiante.

Objetivos específicos. Recopilar y clasificar bibliografía sobre el mantenimiento de transformadores de distribución sumergidos en aceite. Realizar una guía para la persona encargada del cuidado de un transformador en aceite, con la finalidad de que pueda desarrollar y aplicar un programa de mantenimiento periódico efectivo. Establecer las fallas que afectan el funcionamiento de los transformadores de distribución.

1.5 Metodología

En la figura 1.1 se muestra el diagrama de las principales fallas en transformadores y se propone una solución.

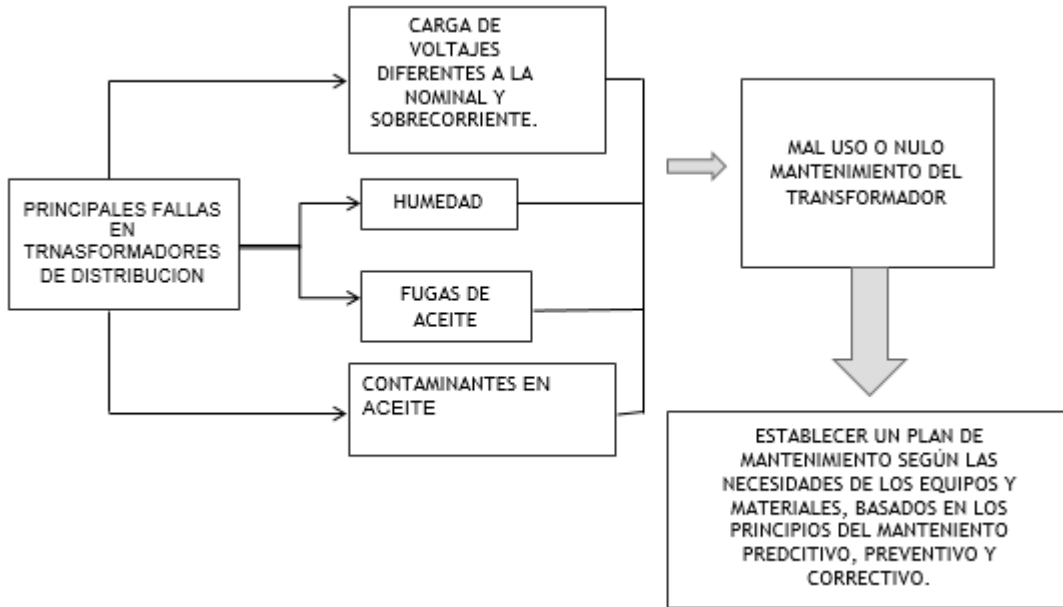


Fig. 1.1. Diagrama de bloques de principales fallas en transformadores de distribución.

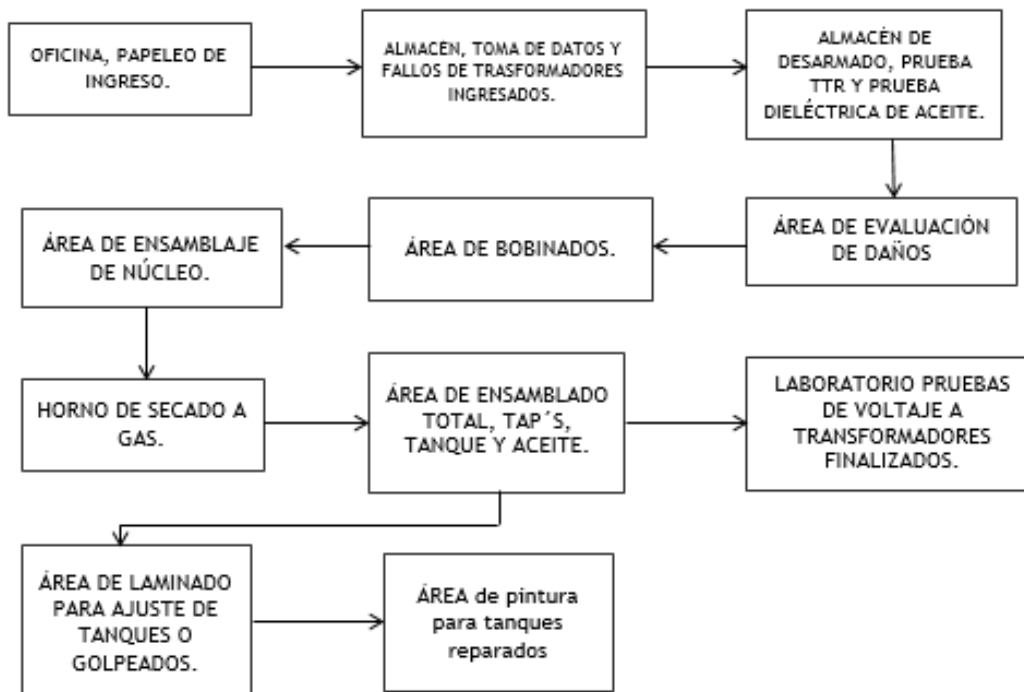


Fig. 1.2 Departamentos en la planta EIMSA, para mantenimiento de transformadores.

Contaminantes en aceite por BPCs. Los bifenilos policlorados son contaminantes orgánicos persistentes, siendo esta condición la principal causa de preocupación ambiental y de salud pública. Debido a su gran estabilidad térmica biológica y química, así como por su elevada constante dieléctrica, los BPCs se usaron masivamente hasta mediados de la década de 1970 como aislantes para equipos eléctricos como transformadores

Humedad. Una de las variables principales a tener en cuenta en transformador eléctrico es la humedad del aceite usado como dieléctrico, dicho aceite se va deteriorando con el tiempo generando pequeñas cantidades de agua que van afectando la eficiencia dieléctrica que a largo plazo puede causar fallas catastróficas como explosiones o mal funcionamiento del transformador.

Sobrecalentamiento. Puede ser debido a varias condiciones como: malas conexiones internas, ya sea en el circuito eléctrico o magnético, la pérdida de refrigerante (aceite) debido a fugas, el bloqueo del flujo de refrigerante, la pérdida de ventiladores o bombas que están diseñados para proporcionar el enfriamiento.

Sobre flujo Magnético. La densidad de flujo magnético en el núcleo de transformador es proporcional a la relación de la tensión y frecuencia, es decir, V/f . Los transformadores de potencia están diseñados para trabajar con cierto valor de densidad de flujo magnético en el núcleo. Mayor flujo en el núcleo significa más pérdidas y sobrecalentamiento del núcleo.

Sobrepresión. La sobrepresión en el tanque del transformador se produce debido a la emisión de gases o productos que acompañan al calentamiento local debido a cualquier causa. Por ejemplo, una falla entre vueltas del devanado puede quemarse lentamente, liberando gases de calentamiento en el proceso. Estos gases se acumulan en el tanque cerrado del transformador aumentando la presión.

Las fallas anteriores se llaman fallas incipientes, ya que generalmente se desarrollan lentamente, a menudo en la forma de un deterioro gradual del aislamiento debido a alguna causa. Este deterioro con el tiempo puede llegar a ser lo suficientemente grave como para causar una falla importante. La condición se puede detectar antes del daño grave, las reparaciones necesarias a menudo son más rápidas.

2. Fundamento teórico

2.1 Principios del funcionamiento del transformador

Los transformadores están en todas partes en su alrededor. Se encuentran en una amplia gama de formas, tamaños y propósitos de aplicación. Para tener una idea general del lugar en donde se utilizan los transformadores, véase un sistema sencillo de empresa de suministro de energía eléctrica.

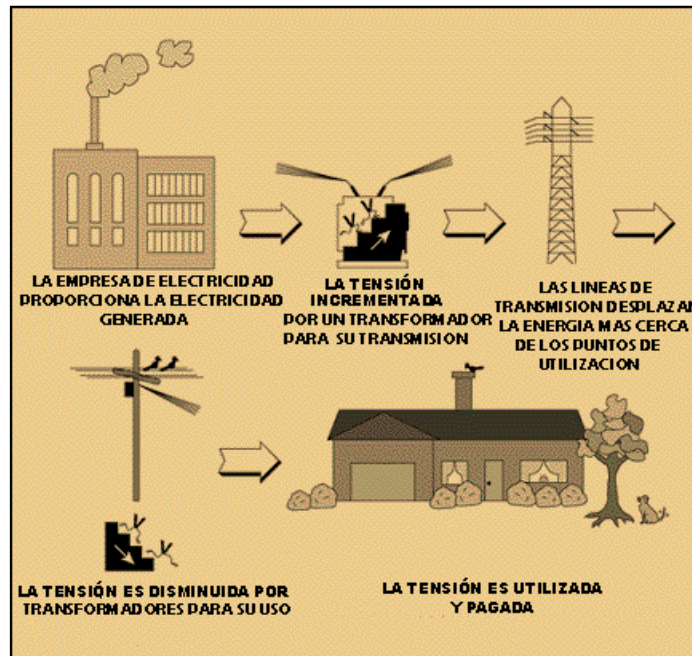


Fig. 2.1 Sistema sencillo de distribución.

Una vez generada la electricidad, la tensión es incrementada por transformadores. Es después transportada a subestaciones en donde transformadores reducen la tensión hasta niveles utilizables para plantas industriales, centros comerciales y domicilios. Estas grandes cantidades de electricidad son desplazadas a altas tensiones por numerosas razones, como por ejemplo una pérdida menor de energía y una mayor eficiencia global.

Un transformador es un dispositivo que transfiere energía eléctrica de un circuito eléctrico a otro, sin cambiar la frecuencia, a través de los principios de la inducción electromagnética. La transferencia de energía se efectúa habitualmente con el cambio de tensión. Se trata de un incremento (aumento) o reducción (baja) de tensión CA.

Un transformador no genera energía eléctrica. Transfiere energía eléctrica de un circuito CA a otro a través de un acoplamiento magnético. Este método es cuando un circuito está unido a otro circuito por un campo magnético común. El

acoplamiento magnético es utilizado para transferir energía eléctrica de una bobina a otra.

El núcleo del transformador es utilizado para proporcionar una vía controlada para el flujo magnético generado en el transformador y por la corriente que fluye a través de los devanados (se conocen también como Bobinas). Con el objeto de entender la ventaja y uso de un transformador, veamos primero el transformador básico.

Existen cuatro partes esenciales: Conexiones de entrada, conexiones de salida, devanados o bobinas, núcleo.

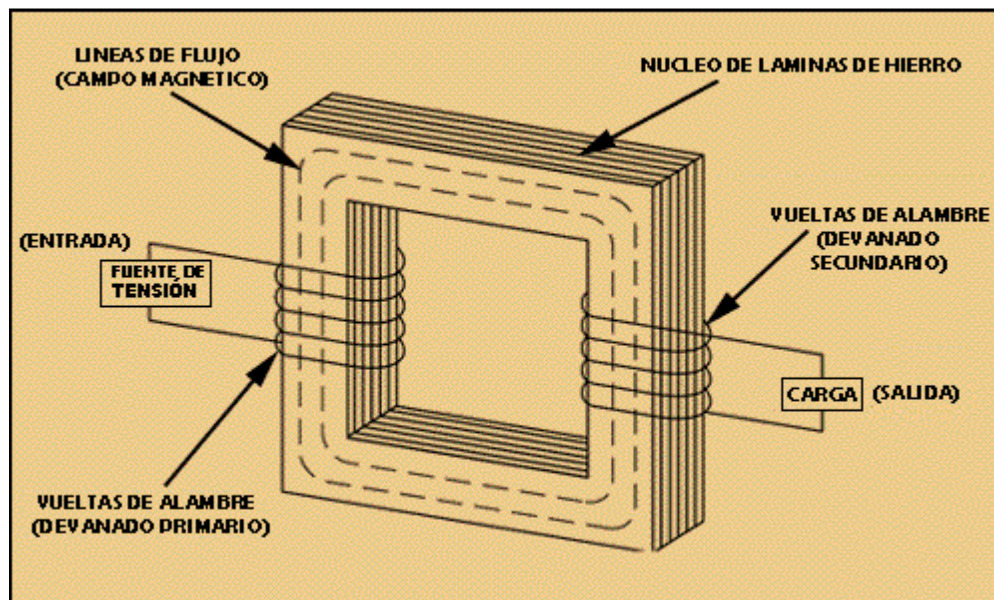


Fig. 2.2 Partes de un transformador.

Conexiones de Entrada. El lado de entrada se conoce como *Primario* del transformador puesto que es el lugar en donde está conectada la energía eléctrica principal a transformar.

Conexiones de Salida. El lado de salida se conoce como *Secundario* del transformador. Es el lugar donde la energía eléctrica es enviada a la carga. Según el requerimiento de la carga, la energía eléctrica entrante es incrementada o reducida.

Devanados. El transformador tiene dos devanados, que se conocen como devanado primario y devanado secundario, enrollados alrededor de un núcleo de hierro. El devanado primario es la bobina que recibe energía de la fuente. El devanado secundario es la bobina que suministra la energía a una tensión transformada o cambiada a la carga.

Los devanados primario y secundario de prácticamente todos los transformadores están subdivididos en varias bobinas. Es para reducir la creación de flujo que no

conecta los devanados primario y secundario. La acción de transformación puede existir solamente cuando un flujo (flujo mutuo) conecta los devanados primario y secundario. El flujo que no lo hace, de hecho, es un flujo de fuga.

Los devanados son también subdivididos para reducir la tensión por bobina. Esto es importante en transformadores de alta tensión, en donde los espesores de aislamiento conforman una parte considerable de la construcción. En la práctica, es habitual subdividir un devanado de tal manera que la tensión en cada bobina no rebase aproximadamente 5,000 volts.

Núcleo. El núcleo del transformador se utiliza para proporcionar una vía controlada para el flujo magnético generado en el transformador. El núcleo no es una barra sólida de acero, sino que consiste de muchas capas (laminaciones) de láminas de acero delgadas.

El núcleo es formado en láminas para ayudar a reducir el calor que crea pérdidas de potencia. Puesto que los dos circuitos no están conectados eléctricamente, el núcleo desempeña la función muy importante de transferir energía eléctrica al devanado secundario a través de la inducción magnética. El núcleo tiene habitualmente la forma de un cuadrado o de un anillo.

¿Cómo funciona un Transformador? Ahora que usted conoce las partes principales de un transformador, vamos a ver cómo funciona un transformador básico.

Tensión inducida. Cuando una tensión de entrada es aplicada al devanado primario, una corriente alterna comienza a fluir en el devanado primario. Conforme fluye la corriente, se establece un campo magnético cambiante en el núcleo del transformador. Conforme este campo magnético corta a través del devanado secundario, se produce una tensión alterna en el devanado secundario. En resumen, una tensión es inducida en el devanado secundario.

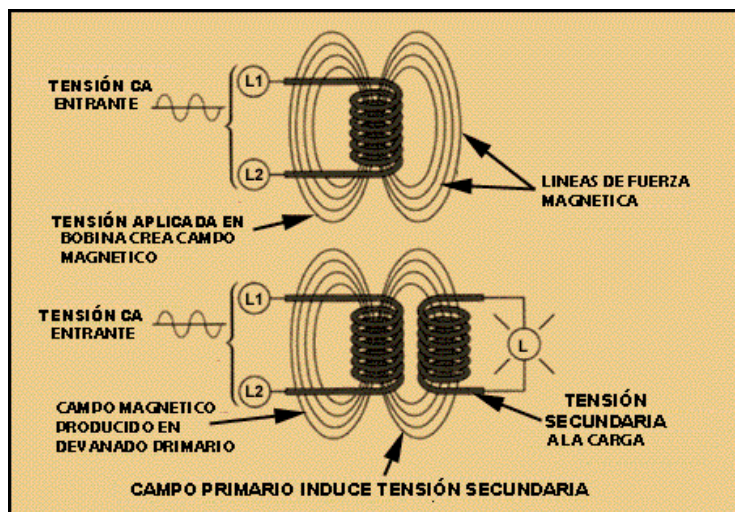


Fig. 2.3 Como funciona la inducción de un transformador.

Corrientes Parásitas. Conforme el campo magnético se expande y colapsa alrededor de los devanados del transformador de núcleo de hierro, sus líneas de flujo cortan tanto las vueltas del devanado como el núcleo. Como resultado, se inducen tensiones en el núcleo mismo.

Estas tensiones en el núcleo crean corriente parásitas. Estas corrientes se desplazan a través del núcleo en trayectorias circulares. Puesto que las corrientes parásitas crean calor en el núcleo y no ayudan al proceso de inducción, representan un desperdicio de energía, que se conoce como pérdida por corriente parásita.

Diseños de núcleos han sido creados para minimizar estas pérdidas. Por ejemplo, transformadores básicos emplean un núcleo de láminas que consiste de capas aisladas, en lugar de utilizar un núcleo sólido. Puesto que las láminas están aisladas una de la otra, la resistencia a través del núcleo es alta. De esta manera se reducen las corrientes parásitas.

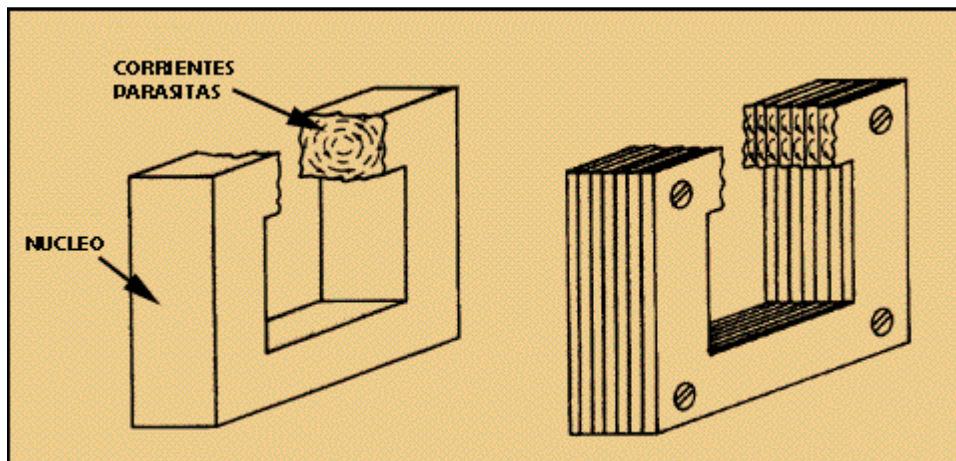


Fig. 2.4 Reducción de corrientes parásitas mediante el uso de un núcleo.

Relación de vueltas. La relación entre el número de vueltas reales de hilo en cada bobina es el factor esencial para determinar el tipo de transformador y la tensión de salida. La relación entre la tensión de salida y la tensión de entrada es la misma que la relación del número de vueltas entre los dos devanados.

$$\frac{\text{tension (entrada)}}{\text{tension (salida)}} = \frac{\text{numero de vueltas primarias}}{\text{numero de vueltas secundarias}} \quad (2.1)$$

La relación entre el número de vueltas en el devanado secundario y el número de vueltas en el devanado primario se conoce habitualmente como relación de transformación o relación de tensión. Es una práctica común escribir la relación de vueltas con el número primario (entrada) primero, seguido por el número secundario (salida). Los dos números están frecuentemente separados por un guion. Considere este ejemplo:

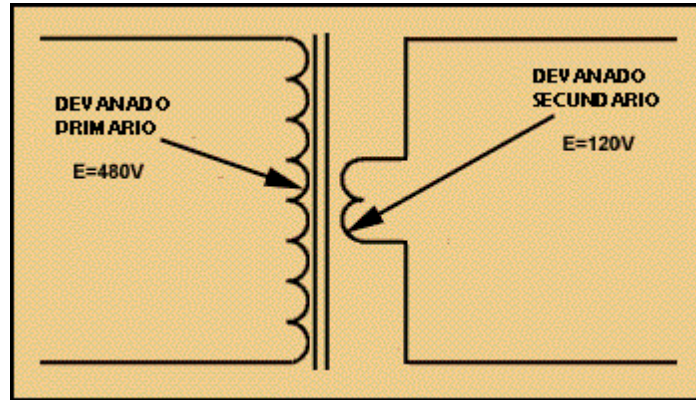


Fig. 2.5 Ejemplo de relación de vueltas.

Tensión primario de transformador: 480 volts, tensión secundaria de transformador: 120 volts.

$$\frac{440VOLTS}{120VOLTS} = \frac{4(4 VUELTAS PRIMARIAS)}{1(VUELTAS PRIMARIAS)} \quad (2.2)$$

Este transformador tiene cuatro vueltas primarias por cada vuelta secundaria. La relación de vueltas se escribe como 4 a 1, o bien 4:1.

La tensión de salida de un transformador es mayor que la tensión de entrada si el devanado secundario tiene más vueltas de hilo que el devanado primario. La tensión de salida es incrementada, y tenemos un transformador elevador. Si el devanado secundario tiene menos vueltas que el devanado primario, la tensión de salida es inferior. Tenemos un transformador un transformador reductor.

Transformador elevador. El devanado primario de un transformador elevador tiene menos vueltas que el devanado secundario, con el resultado que la tensión secundaria es más alta que la tensión de primaria.

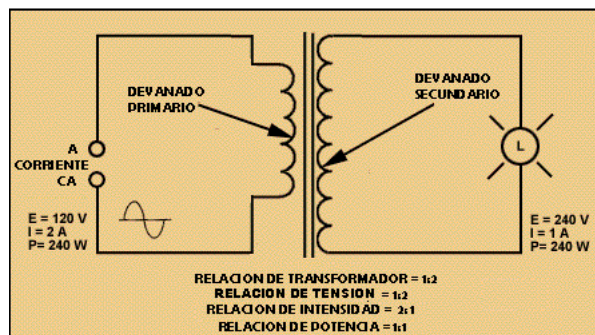


Fig. 2.6 Transformador elevador.

Transformador reductor. El devanado primario de un transformador reductor tiene más vueltas que el devanado secundario, de tal manera que la tensión secundaria es menor que la tensión primaria.

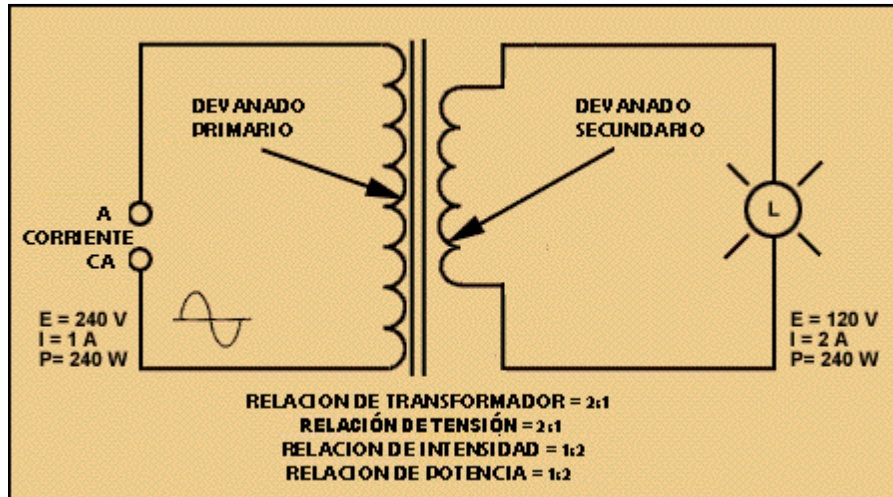


Fig. 2.7 Partes de un transformador.

En la Figura 2.7, el transformador elevador tiene una relación de 1 a 2. Como resultado, la tensión de salida es duplicada. Primero, podríamos pensar que estamos ganando o multiplicando tensión sin sacrificar nada. Evidentemente no es el caso. Ignorando pequeñas pérdidas, la cantidad de energía que se transfiere en el transformador es igual en el lado primario y en el lado secundario.

La Potencia es igual a la Tensión (Voltaje) multiplicado por la Intensidad. Esto se expresa a través de la fórmula: $P = V \times I$. La potencia es también siempre igual en ambos lados del transformador, lo que significa que ambos lados de la ecuación deben tener el mismo valor. Esto significa que no podemos cambiar la tensión sin cambiar también la intensidad.

En la Figura 2.6, también podemos observar que cuando se reduce la tensión de 240 V a 120 V en una relación de 2 a 1, la intensidad es incrementada de 1 a 2 amperes, manteniendo la potencia igual en ambos lados del transformador. En contraste, en la siguiente Figura 2.7, cuando la tensión es elevada de 120 V a 240 V en una relación de 1 a 2, la intensidad es reducida de 2 a 1 amperes para mantener el equilibrio de potencia.

En otras palabras, la tensión y la intensidad pueden ser cambiadas por razones particulares, pero la potencia es simplemente transferida de un punto a otro.

Una gran ventaja de elevar la tensión y de reducir la intensidad es que la potencia puede ser transmitida a través de hilo de calibre inferior. Piense en la cantidad de hilo que se utiliza por parte de una compañía eléctrica para llevar la electricidad a donde se utiliza. Por esta razón, las tensiones generadas son incrementadas de

manera muy importante para distribución sobre distancias largas, y después son reducidos para satisfacer las necesidades de los consumidores.

Derivaciones de tensión. Como usted sabe, la relación de vueltas determina la transformación de tensión. Existen casos en los cuales la tensión entrante real es diferente de la tensión entrante normal esperada. Cuando ocurre esto, sería provechoso poder cambiar la relación de vueltas con el objeto de lograr la tensión de salida deseada (nominal). Se puede considerar esto como una afinación de la tensión de entrada para lograr la tensión de salida deseada.

Las derivaciones de tensión. Diseñadas en el devanado primario del transformador, ofrecen esta flexibilidad deseada. Suponemos que un transformador tiene una relación de vueltas de 4 a 1. Recuerde que esto significa que el devanado primario tiene cuatro veces más vueltas que el devanado secundario, lo que nos indica que el transformador es un transformador reductor. Si la tensión de entrada es de 480V, la tensión de salida debería ser de 120 V.

¿Qué pasa si la entrada proporcionada al devanado primario del transformador es inferior a la entrada normal esperada de 480 volts, digamos 456 volts en este caso? Esto podría ser importante si la obtención de 120 volts a partir del devanado secundario es un factor crítico. La derivación del devanado primario en numerosos puntos diferentes ayuda a eliminar este problema proporcionando un dispositivo para ajustar la relación de vueltas, y afinar la tensión de salida secundaria.

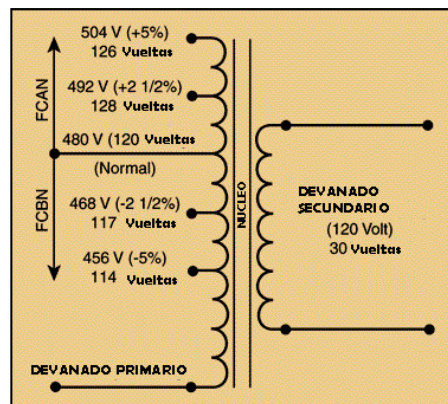


Fig. 2.8 Transformador monofásico con múltiples derivaciones.

Transformadores con múltiples derivaciones. Este transformador tiene derivaciones a 2.5% y 5% por debajo de la tensión normal de 480 volts. En la industria, esto se conoce como tener dos capacidad completa debajo de derivación completa de 2.5% (FCBN). Estas dos derivaciones proporcionan un rango de tensión de 5% debajo de los 480 volts normales.

Cuando se proporcionan derivaciones arriba de la normal de conformidad con lo ilustrado, se conocen como capacidad completa arriba de derivación completa (FCAN). Para propósitos de estandarización, las derivaciones se encuentran en niveles de 2.5% o 5%. El arreglo de derivaciones que se utiliza en muchos

transformadores es 2% a 2.5% FCAN y 4% a 2.5% FCBN, lo que proporciona un rango total de 15% en cuanto a ajustes de tensión de derivación.

2.2 Tipos de transformadores de distribución

Una de las principales razones por las que se emplea la corriente alterna y no la directa o la continua en la producción, transporte, distribución y consumo de la electricidad, es la facilidad con la que se puede elevar y reducir la tensión de la corriente alterna mediante el uso de transformadores.

Existen diversos tipos de transformadores adecuados para cada aplicación, uso y potencia. Los transformadores de distribución son los más comunes ya que se usan para potencias de 500kVA o inferiores y tensiones de 67,000 V o menos. Los hay monofásicos y trifásicos, la mayoría están diseñados para ser montados en postes, algunos de potencia por arriba de los 18,000 V se construyen para ser montados sobre estaciones o plataformas.

Transformadores secos encapsulados en resina epoxi. Se utilizan en interior para distribución de energía eléctrica en media tensión, en lugares donde los espacios reducidos y los requerimientos de seguridad en caso de incendio imposibilitan el uso de transformadores refrigerados en aceite. Son de aplicación en grandes edificios, hospitales, industrias, minería, grandes centros comerciales y toda actividad que requiera la utilización intensiva de energía eléctrica.



Fig. 2.9 Transformador seco encapsulado en resina tipo epoxi.

Transformadores herméticos de llenado integral. Se utilizan en intemperie o interior para distribución de energía eléctrica en media tensión, siendo muy útiles en lugares donde los espacios son reducidos. Son de aplicación en zonas urbanas, industrias, minería, explotaciones petroleras, grandes centros

comerciales y toda actividad que requiera la utilización intensiva de energía eléctrica.

Su principal característica es que al no llevar tanque de expansión de aceite no necesita mantenimiento, siendo esta construcción más compacta que la tradicional. Se fabrican en potencias normalizadas desde 100 hasta 1000 kVA, tensiones primarias de 13.2, 15, 25, 33 y 35 kV y frecuencias de 50 y 60 Hz.



Fig. 2.10 Transformador hermético de llenado integral.

Transformadores rurales. Están diseñados para instalación monoposte en redes de electrificación suburbanas monofilares, bifilares y trifilares, de 7.6, 13.2 y 15 kV. En redes trifilares se pueden utilizar transformadores trifásicos o como alternativa 3 monofásicos.



Fig. 2.11 Transformador rural.

Transformadores subterráneos. Transformador de construcción adecuada para ser instalado en cámaras, en cualquier nivel, pudiendo ser utilizado donde haya posibilidad de inmersión de cualquier naturaleza.



Figura 2.12 Transformador subterráneo.

Transformadores auto protegidos. El transformador incorpora componentes para protección del sistema de distribución contra sobrecargas, corto-circuitos en la red secundaria y fallas internas en el transformador, para esto posee fusibles de alta tensión y disyuntor de baja tensión, montados internamente en el tanque, fusibles de alta tensión y disyuntor de baja tensión.



Figura 2.13 Transformador autoprotegido.

Autotransformadores. Se usan normalmente para conectar dos sistemas de transmisión de tensiones diferentes, frecuentemente con un devanado terciario en triángulo. De manera parecida, los autotransformadores son adecuados como transformadores elevadores de centrales cuando se desea alimentar dos sistemas de transporte diferentes.

En este caso el devanado terciario en triángulo es un devanado de plena capacidad conectado al generador y los dos sistemas de transporte se conectan al devanado, autotransformador. El autotransformador no sólo presenta menores pérdidas que el transformador normal, sino que su menor tamaño y peso permiten el transporte de potencias superiores.



Fig. 2.14 Autotransformador.

2.3 Tipos de fallas en transformadores

Los transformadores de distribución más utilizados son los transformadores monofásicos y trifásicos; los transformadores monofásicos son de dos tipos; convencional y autoprotectidos. En las empresas eléctricas deben contar con un planeamiento adecuado respecto a sus transformadores con la finalidad de disminuir los costos de inversión, operación y mantenimiento; además de atender la demanda, poder operar a su capacidad nominal (mínimas pérdidas). [7]

La interrupción del servicio eléctrico a causa de fallas en los transformadores de distribución es una de las situaciones más problemáticas que se presentan y que influyen directamente en la calidad del servicio eléctrico.

Disminuir el problema de fallas en los transformadores de distribución es el principal objetivo de las empresas distribuidoras, para así brindar una energía de calidad al usuario final. Las causas de falla de los transformadores de distribución son varias, siendo las más frecuentes las siguientes.

Especificaciones de acuerdo a las condiciones de operación. Nivel básico de aislamiento; Se fija en función del voltaje nominal de operación, de las normas que correspondan, y de los niveles de sobretensiones existentes en el sistema;

Impedancia de cortocircuito: Demasiada alta, afecta la regulación del sistema; o demasiado baja da lugar a elevadas corrientes de corto circuito; Ubicación de accesorios y tipos de herrajes.

Defectos en fábrica. Defectos de diseño: Trabajar a niveles de inducción magnética demasiado alto, que da lugar a la deformación del núcleo y efectos vibratorios en la parte activa; Reducción de las distancias internas a niveles críticos.

Selección de materiales que no cumplan con las normas o no satisfacen los valores exigidos para operar a determinados niveles de esfuerzos dieléctricos; Selección de láminas, pinturas, refuerzos, aisladores, herrajes, empaques de caucho, etc. que no soportan las condiciones del medio ambiente, esfuerzos internos originados en el transformador.

Defectos de construcción. Procesos de corte del núcleo inadecuados; Proceso de “recocido o requemado” del núcleo a temperatura y tiempo diferente al recomendado por el fabricante; Bobinas mal sostenidas, que al menor esfuerzo sufren corrimiento o malformación; Ensamble núcleo-bobinas defectuoso; Sujeción de la parte activa al tanque defectuoso; Defecto al sellado final del tanque; Maltrato de materiales en proceso de fabricación.

Defectos en material de construcción. Material deteriorado o maltratado en bodegas; Selección de materiales no autorizados por Ingeniería; Condiciones ambientales en las bodegas inadecuadas; Control de Calidad defectuoso.

Defectos de operación. Inadecuado sistema de selección para su utilización. (Ingeniería); Inadecuados programas de mantenimiento (Carencia de equipos, capacitación); Inadecuado sistema de movilización y almacenaje; Sobrevoltajes por operaciones de maniobra, directas o por rayos; Sobrecargas, fallas en la red (Líneas a tierra, cortocircuitos en la red, desbalances de carga).

Aceleradores de fallas en operación. Aceleradores típicos en la degradación de los aceites tenemos: Calor originado por sobrecargas exageradas; Vibraciones mecánicas a 120 ciclos debido a la frecuencia de trabajo a 60 Hz, y originado por elevados niveles de inducción magnética desde el nivel de diseño; Sobrecargas repentinas como usar un transformador de distribución como tipo industrial con cargas cíclicas de picos; Voltajes de impulso y altos esfuerzos dieléctricos.

Fallas en el devanado principal del transformador. El problema más difícil de todos cuando falla un transformador es el descubrimiento de fallas en el devanado, las cuales pueden dividirse en dos clases.

Conexiones flojas. La conexión floja o un contacto falso es un tipo de falla sumamente difícil de descubrir en sus primeras etapas, porque únicamente produce calentamiento local. Esta falla tiene dos efectos, produce depósitos de carbón en la conexión y ocasiona formación de gas.

Falla de espira a espira. Un cortocircuito entre espiras puede comenzar con el contacto mecánico resultante de fuerzas mecánicas en el transformador o por un severo deterioro del aislamiento, resultante de sobrecarga excesiva. Esta falla también puede originarse de la ruptura eléctrica del aislamiento del transformador por un voltaje de impulso. Una combinación de lo anterior puede producir fallas de espira a espira.

Estas fallas pueden ser descubiertas de diferentes modos: Medición del gas formado por un arco, o severo calentamiento local, medición del desequilibrio de la corriente (entrada contra salida) por relevadores diferenciales y medición de las resistencias de los devanados.

Variables que afectan las pérdidas del dieléctrico en el aislamiento sólido. En la mayor parte de los materiales usados para aislamiento de transformadores, la pérdida del dieléctrico aumenta rápidamente con la temperatura. Puesto que la pérdida en el dieléctrico puede elevar la temperatura, la elevación de temperatura por pérdida en el dieléctrico puede aumentar sin límite hasta que finalmente produce agujeros en el aislamiento.

Es difícil predecir la ruptura debida a pérdida en el dieléctrico puesto que generalmente ninguna de las curvas basadas en datos experimentales se conoce en grado alguno de exactitud. No obstante, la ruptura debida a la entrada de humedad en un transformador puede ser causada por el aumento inicial en la pérdida en el dieléctrico, causada por humedad en alguna parte del aislamiento.

La humedad es una importante impureza en el aislamiento, puesto que promueve la formación de más iones, haciendo así mejores conductores a los compuestos iónicos. A pesar del laborioso trabajo de diseño y construcción de los transformadores de distribución, del diseño sumamente cuidadoso del circuito para obtener una adecuada protección contra descargas atmosféricas, de prácticas moderadas de carga, por lo general siempre ocurren fallas en los transformadores.

Térmicas. Las mismas ocurren, cuando la temperatura de trabajo sobrepasa la temperatura establecida por el fabricante, teniendo como consecuencias degradación del aceite dieléctrico de manera progresiva, lo que trae como consecuencia a mediano plazo el deterioro del equipo, por efecto de una sobrecarga.

Arco eléctrico. Las mismas ocurren, cuando fallan las protecciones del transformador, lo que trae como consecuencia, cortocircuitos externos que dañan internamente al equipo, dejando esa parte de la red eléctrica fuera de servicio de forma imprevista.

Descargas parciales. Son conocidas como pequeñas descargas eléctricas que se producen en el seno de cavidades con gas presente en un medio aislante sólido o líquido. En los transformadores de distribución están asociadas a condiciones de sobretensión ocasionando daños en el aislamiento del equipo.

Sobrecarga. Cuando un transformador falla debido a una sobrecarga se presentan los siguientes efectos; En las conexiones de baja tensión hay salidas de cobre descolonizadas, el papel del aislante de la bobina y salida es quebradizo, aceite dieléctrico ennegrecido o quemado con gran formación de lodo, paredes del tanque descoloridas, formaleta con gran contenido de lodo.



Fig. 2.15 Transformador fallado por sobrecarga.

En caso de ser por error de conexión, en las bobinas de baja tensión se podrá observar una dañada y otra en buen estado. En la Figura 2.15, se muestra un transformador fallado bajo esa condición.

2.4 Normatividad del mantenimiento

Durante la vida de los equipos eléctricos, desde su instalación, pasando por su vida útil y hasta su disposición final, se deben cumplir con normativas establecidas al respecto, las cuales pueden ser desde aquellas que son proporcionadas por el fabricante para su instalación, funcionamiento y mantenimiento de los equipos (manuales), relacionadas con la garantía, pasando por los estándares instituidos por la industria “[8]

Con motivo de regular las actividades desempeñadas por la industria y en las cuales se pueden establecer, entre otros: la terminología, la clasificación, las directrices, las especificaciones, los atributos, las características, los métodos de prueba o las prescripciones aplicables a un producto” [10], hasta las que son de índole legal, como pueden ser las de protección del medio ambiente o de medidas de seguridad.

El desarrollo de los trabajos de mantenimiento a las subestaciones eléctricas, deben ser realizadas de acuerdo a estándares y normas, ya sean nacionales o internacionales, como las emitidas por el Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), la NFPA y las normas nacionales como las expedidas de la Secretaría de Energía (SENER), Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS) y Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).

Las normas NOM. Las Normas Oficiales Mexicanas o NOM's, son una regulación técnica, expedida por dependencias normalizadoras competentes. Los pasos que sigue la normatividad mexicana en los procesos de normalización son: representatividad, consenso, consulta pública, modificación y actualización.

Para la elaboración de las normas nacionales se consultan las normas internacionales por ejemplo las elaboradas por el Institute Electrical and Electronic Engineers y normas elaboradas por otros países europeos.

Como resultado de esta normalización, en nuestro país existe una norma que "...responde a las necesidades técnicas que requiere la utilización de las instalaciones eléctricas en el ámbito nacional." [11], elaborada por el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Instalaciones Eléctricas (CCNNIE).

Esta norma es la NOM-SEDE-001-2005, cuyo objetivo establece "...las especificaciones y lineamientos de carácter técnico que deben satisfacer las instalaciones destinadas a la utilización de la energía eléctrica, a fin de que ofrezcan condiciones adecuadas de seguridad para las personas y sus propiedades".

El alcance de esta norma contempla a las instalaciones destinadas para la utilización de la energía eléctrica en: Propiedades institucionales, cualquiera que sea su uso, públicas y privadas, y en cualquiera de los niveles de tensiones eléctricas de operación, incluyendo las utilizadas para el equipo eléctrico conectado por los usuarios, subestaciones, líneas aéreas de energía eléctrica y de comunicaciones e instalaciones subterráneas.

Las normas NEC 70 y 70B. Las normas, NEC por sus siglas en inglés de National Electrical Code (Código Eléctrico Nacional), son desarrolladas por la NFPA, de los Estados Unidos de Norteamérica, las cuales tienen como misión "... reducir el riesgo provocado por el fuego y otros peligros mediante el desarrollo y la promoción de un consenso de códigos y normas..." . [12]

Dentro de las normas desarrolladas por esta asociación, encontramos dos de sumo interés para el mantenimiento de las subestaciones y sus elementos, las normas NFPA 70 y NFPA 70B. El propósito del código NFPA 70 es el de "...la protección de las personas y los bienes, de los riesgos derivados de la utilización de la electricidad..." [13].

Dentro del alcance que marca la propia norma, tenemos la instalación de los equipos eléctricos, conductores, equipos y conductos; la señalización de conductores, equipo, y pasillos, de las siguientes áreas: Subestaciones, instalaciones de conductores y equipos que se conectan para el suministro de electricidad.

De la misma manera el código NFPA 70B establece las prácticas recomendadas a seguir al mantenimiento preventivo de los sistemas y equipos eléctricos, y que no está destinado a duplicar o sustituir las instrucciones que los fabricantes suelen ofrecer.

Este código da recomendaciones para un eficiente programa de mantenimiento preventivo (PMP), cuya intención es explicar aquellos beneficios tanto directos como indirectos derivados de una buena administración del PMP, y donde podemos encontrar también una guía inicial de los intervalos de mantenimiento que requieren los equipos.

El tomar como referencia estas dos normas, se deriva de que estas, además de considerar estudios técnicos, se encuentran referidas a la normatividad de la Internacional Electrical Code (Código Eléctrico Internacional, IEC).

Las normas IEC. La Comisión Electrotécnica Internacional es la principal organización mundial que prepara y publica normas internacionales para todos los aparatos eléctricos y nuevas tecnologías. Sirven como base para la elaboración de normas nacionales, y sus objetivos son: Cumplir los requisitos del mercado mundial; Mejorar la calidad de los productos y servicios; Contribuir a la mejora de la salud humana; Protección del medio ambiente.

Las normas de seguridad en el mantenimiento. La electricidad es peligrosa, sin duda todos sabemos que es mortal, la seguridad es una palabra que se asocia con peligro, cuando se presentan accidentes se habla de seguridad, de normas de seguridad. Es por ello que el trabajo que se realiza en una subestación, cualquiera que este sea, debe ser siempre realizado bajo estrictas normas de seguridad.

El objetivo de las normas de seguridad son "... la protección de las personas durante la instalación, operación o mantenimiento relacionado con el suministro eléctrico y equipos asociados" [14], y contienen las disposiciones básicas que se consideran necesarias para la seguridad de las personas.

Todo personal que labore en el mantenimiento de la subestación debe saber que de acuerdo a la NOM-029-STPS-2005, las instalaciones eléctricas pueden "...desencadenar la liberación de energía por el contacto, falla o aproximación a partes energizadas, por ejemplo: arcos eléctricos, chispas de origen eléctrico o explosión de dispositivos eléctricos, y que puedan provocar daños a la salud e integridad física". [15]

Es por ello que se requiere que el personal que labore en el mantenimiento, debe tener características muy específicas.

Ordenado. Seguir paso a paso, lo establecido en la orden de trabajo y en los formatos de mantenimiento del equipo, desde su llegada a las instalaciones, para desarrollar únicamente las actividades encomendadas siempre en beneficio de su salud y seguridad.

Responsable. Esto conlleva a que debe cumplir con el uso de la ropa y equipo de seguridad durante el trabajo, así como de llevar consigo los materiales solicitados para llevar a cabo el mantenimiento preventivo, los cuales corresponden a los requeridos en la orden de trabajo.

Trabajo en equipo. Una actividad mal desempeñada o desobediencia para ejecutarla pueden costarle la vida a una persona o al conjunto que estén laborando. Debe contar con conocimientos básicos de electricidad, ya que el mantenimiento de las subestaciones conlleva el realizar lecturas de los parámetros de tensión, corriente, resistencia, entre otros.

Es deseable que los trabajadores, cumplan con el perfil estipulado en la Norma Técnica de Competencia Laboral CMEC0424.01, Mantenimiento de Sistemas Eléctricos, del Consejo Nacional de Normalización y Certificación de Competencias Laborales, cuyo propósito es “describir la competencia de un trabajador en el desempeño de sus actividades para mantener en operación equipos eléctricos que garanticen el suministro de energía eléctrica”. [16]

El personal debe conocer los procedimientos de actividades a desarrollar, el diagrama unifilar y el cuadro general de cargas correspondientes a la zona donde se realizará el mantenimiento, indicaciones para identificar las instalaciones eléctricas que representen mayor peligro, los procedimientos de seguridad y las acciones que se deben aplicar antes, durante y después en los equipos o áreas donde se realizarán las actividades de mantenimiento;

Dentro de la normatividad nacional contamos con normas que se encargan de la seguridad y protección de personal que realiza el mantenimiento de las subestaciones, estas son: la Norma Oficial Mexicana NOM-029-STPS-2005, mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo - Condiciones de seguridad y la NOM-017-STPS-2001, equipo de protección personal - selección, uso y manejo en los centros de trabajo.

Otra norma de referencia es la National Electrical Safety Code (Código Nacional de Seguridad en Instalaciones Eléctricas) (NESC®), la cual es elaborada por el Institute of Electrical and Electronics Engineers.

Normas ambientales. Un aspecto importante que no debemos perder de vista, es la generación de desechos o residuos durante el proceso del mantenimiento; Los

residuos son definidos como: “Material o producto cuyo propietario o poseedor desecha y que se encuentra en estado sólido, o semisólido, o es un líquido o gas contenido en recipientes o depósitos, y que pueden ser susceptibles de ser valorizado o requiere sujetarse a tratamiento o disposición final”. [17]

Durante el mantenimiento de las subestaciones se pueden generar desechos que pueden resultar peligrosos si su manejo no es el adecuado y se considera como peligroso porque posee propiedades inherentes o intrínsecas que le confieren la capacidad de provocar corrosión, reacciones, explosiones, toxicidad o incendios alterando la calidad del aire, suelos y agua, así como que entre en contacto con los organismos acuáticos o terrestres y con los seres humanos.

Como ejemplos de estos materiales en una subestación tenemos el askarel, que está considerado como bifenilo policlorado (BPC) [18], y el cual cuenta disposiciones muy bien establecidas en la NOM-133-ECOL-2000, encontramos también a los elementos embebidos con esta sustancia, como son los trapos y estopas. Están considerados en esta lista los capacitores, los cuales para poderlos desechar deben cumplir también la normatividad.

Tenemos dos elementos más que pueden ser usados en una subestación: el aceite mineral y el gas Hexafluoruro de Azufre o denominado también gas SF₆, en el caso de los aceites, esto pueden ser reciclados y “...el costo de este proceso es menor que la adquisición de material nuevo...” [19]

Lo que respecta el SF₆, este es un gas incoloro, inodoro, inflamable, no tóxico ni corrosivo, aunque puede provocar asfixia en lugares poco ventilados [20], por lo cual nunca debe almacenarse este gas en habitaciones o lugares cerrados. Aunque este gas tiene muchas propiedades que lo hacen ideal para ser usado como dieléctrico, también presenta un inconveniente, y es que se puede descomponer en otros gases, los cuales pueden ser altamente tóxicos.

Un problema medioambiental generado por este gas, es que una vez liberado, es un “...agente intensificador del efecto invernadero [21]”, por lo cual se considera como un agente colaborador del calentamiento global.

Mantenimiento eléctrico. La NFPA 70B en su artículo 4.1.1 dice que tan pronto como una subestación ha sido instalada, el proceso de deterioro inicia, y que este es un proceso normal y muchas de las fallas durante este son evitables.

Después de instalar los equipos, es necesario que sean revisados y mantenidos, pues el proceso de deterioro puede causar un mal funcionamiento o una falla eléctrica, incluso, este deterioro puede deberse y ser acelerado por factores como el medio ambiente o la sobrecarga de los equipos.

La norma NFPA 70B explica detalladamente en sus capítulos 4, 5 y 6 las ventajas y beneficios económicos, de planeación y efectividad de llevar a cabo un programa

de mantenimiento. Sin un programa de mantenimiento, se corre el riesgo de tener una grave falla eléctrica y sus consecuencias serían costosísimas.

3. Desarrollo

3.1 Pruebas a transformadores de distribución

Un transformador de distribución, es sometido a pruebas y ensayos para verificar que ha sido adecuadamente diseñado y construido a fin de soportar la carga solicitada, y que, al mismo tiempo resista todas las situaciones peligrosas a las que esté expuesto en operación durante un período de veinte años o más.

Las pruebas que se realizan en los laboratorios de las empresas distribuidoras o en las fábricas, sólo son pruebas idealizadas, basadas sobre el buen estado de los materiales aislantes y de las piezas más importantes sobre las cuales se puedan presentar los mayores defectos de diseño o fabricación.

A los transformadores se les practica una serie de pruebas que inicia desde una inspección visual, posteriormente a la materia prima, hasta las pruebas de mantenimiento.

Inspección visual. Cuando se adquiere un transformador de distribución por primera vez, se desea conocer sus características, que pruebas de rutina aplicarlas, la forma de realizar su mantenimiento; pero antes de aplicar lo antes mencionado primero se debe hacer una inspección visual.

Con dicha inspección, puede concluirse muchas cosas, sin embargo ello depende en gran parte de la experiencia del inspector. Una lista de observaciones a realizar es la siguiente: Identificación visual de las bobinas de alto voltaje y bajo voltaje; Contactos de las conexiones a las borneras; Posibles contactos de salidas flojas o no aisladas al núcleo o los herrajes; Aislamientos quemados o demasiado deteriorados.

Mediante la observación visual anterior se busca identificar, entre otras cosas, si existe algún peligro de energizar el transformador. Paralelo con la observación visual se pueden hacer algunas mediciones de resistencias que ayuden a corroborar o complementar las conclusiones de la observación visual. Luego de la inspección visual, las demás pruebas se las realiza por lo general siguiendo un orden cronológico.

Pruebas a la materia prima. Entre las pruebas a la materia prima se consideran los materiales electrotécnicos como: Aislantes sólidos (cintas, papeles, cartones, madera, etc.); Aislantes líquidos (aceite mineral, aceites de silicones); Ferromagnéticos (aceros eléctricos); Aislamientos externos (bushing de alto voltaje y bushing de bajo voltaje).

Pruebas que determinan la calidad de su fabricación. Esta prueba verifica la calidad con que el transformador fue diseñado, además permite conocer las condiciones en que se encuentra el transformador en condiciones normales de operación y en condiciones anormales provocadas por sobrevoltajes de tipo atmosférico.

Resistencia de aislamiento. Esta prueba se realiza en fábrica, después de que el transformador ha terminado su proceso de secado de la aislación, y se encuentra en una temperatura entre 0°C y 40°C. Esta prueba además brinda información sobre la cantidad de humedad e impurezas de los aislamientos del transformador y aterrizado del núcleo.

Existen tres componentes de corrientes que pueden ser medidos en esta prueba: Corrientes de Carga: Dependen del tamaño y tipo de equipo a probar, esta corriente tiende a disminuir con el tiempo; Corrientes de Absorción: Es causada por cambios moleculares en la aislación, pueden estar por varios minutos.

Corrientes de Fuga. Es la que resulta del cociente de la tensión aplicada al devanado y la resistencia de la aislación (Ley de Ohm). La prueba se efectúa con un aparato conocido como medidor de resistencias de aislamiento y comúnmente llamado "MEGGER", a una tensión de 1000 Voltios, durante 10 minutos, el cual se indica en la figura 3.1.



Fig. 3.1 Megger.

El análisis de resultados se realiza con los valores obtenidos y corregidos a 20°C; el criterio de aceptación o rechazo es fijado por el fabricante. Así mismo, deberá analizarse el incremento de la resistencia entre el primer minuto y el décimo minuto. El cociente de dividir el valor de resistencia de aislamiento a 10 minutos y el valor a 1 minuto, dará un número mayor que la unidad, que se lo conoce como índice de polarización (Ip).

$$I_P = \frac{R \text{ de aisl.10 mín.}}{R \text{ de aisl.1 mín.}} \quad (3.1)$$

Para pequeños transformadores, este índice puede ser ≥ 1 ; para transformadores de potencia el valor debe estar entre 1.1 y 1.3, en general un valor alto indica un buen estado de aislación. Valores por debajo de 1 indican que se deben tomar acciones correctivas en el equipo. Los resultados que se obtenga se ven afectados por la temperatura, por lo cual se ajusta empleando ciertos factores de corrección (K), los cuáles se observan en el Tabla 3.1.

Temperatura	Factor "K"	Temperatura	Factor "K"
95	89	35	2,5
90	66	30	1,8
85	49	25	1,3
80	36,2	20	1,0
75	26,8	15	0,73
70	20	10	0,54
65	14,8	5	0,40
60	11	0	0,30
55	8,1	-5	0,22
50	6	-10	0,16
45	4,5	-15	0,12
40	3,3		

Tabla 3.1 Factores para corrección de resistencia de aislamiento por temperatura de 20°C.

Diagrama de Conexiones.- La prueba de resistencia de aislamiento de un transformador debe de involucrar las siguientes maniobras de conexión: Alto voltaje contra bajo voltaje más tierra; Bajo voltaje contra alto voltaje más tierra; Alto voltaje contra bajo voltaje. Esto se puede representar en forma esquemática, como se indica en la figura 3.2.

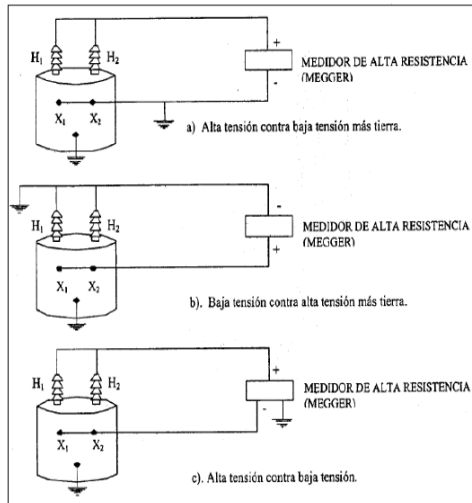


Fig. 3.2 Esquema de conexiones de un transformador para la prueba de resistencia de aislamiento.

Criterios de aceptación o de rechazo. Para aceptar o rechazar una prueba de resistencia de aislamiento existen varios criterios, que podrán ser establecidos por el fabricante dependiendo de la experiencia y posibilidad de extracción de humedad en los transformadores.

En las Tablas 3.2 y 3.3, se indican los valores mínimos de aceptación de resistencia para cada clase de aislamiento de acuerdo a los criterios de aceptación de los fabricantes de transformadores. De acuerdo a estos criterios los valores del índice de absorción mayores a 1,4 se consideran de buenas condiciones de aislamiento.

Resistencia mínima de aislamiento de un transformador en aceite a 20°C, 1 minuto y 1000 voltios de prueba			
Clase de Aislamiento kV	Megohms	Clase de Aislamiento kV	Megohms
1,2	32	92	2480
2,5	68	115	3100
5	135	138	3720
8,7	230	161	4350
15	410	196	5300
25	670	230	6200
34,5	930	287	7750
46	1240	345	9300
69	1860		

Tabla 3.2. Valores mínimos de aislamiento recomendado por norma en transformadores sumergidos en aceite.

Condiciones	Relación 60/30 seg	Relación 10/1 min.
Peligro	-----	Menos de 1
Pobre	Menos de 1,1	Menos de 1,5
Dudoso	1,1 a 1,25	1,5 a 2
Regular	1,25 a 1,4	2 a 3
Bueno	1,4 a 1,6	3 a 4
Excelente	Mayor a 1,6	Mayor a 4

Tabla 3.3. Condiciones de aislamiento basadas en la relación de índice de absorción dieléctrica y del índice de polarización.

Prueba de rigidez dieléctrica del aceite.-Esta prueba que se aplica al aceite es una de las más frecuentes, ya que, el conocer el valor del voltaje de ruptura que un aceite soporta es mucho más valioso; además esta prueba revela cualitativamente la resistencia momentánea de la muestra del aceite al paso de la corriente y el grado de humedad, suciedad y sólidos conductores en suspensión.

Esta prueba muestra la presencia de agentes contaminantes (agua, polvo, partículas conductoras) en el aceite, las cuales pueden ser representativas si se presentan valores bajos de rigidez dieléctrica. Cuando un aceite está muy contaminado tiende a presentar valores bajos de rigidez dieléctrica los cuales disminuyen el aislamiento del transformador.

El aceite de un transformador cumple con 2 funciones elementales como lo son el enfriado y aislamiento de los devanados eléctricos para mejorar su eficiencia y correcto funcionamiento. Como el aislante estará sometido a grandes voltajes de operación es necesario que cumpla con una prueba de voltaje disruptiva mínim que se pudiera presentar y de este modo prevenir percances que pudieran ser más costosos.

Procedimiento de la prueba. La prueba se efectúa con un probador especial denominado “probador de rigidez dieléctrica del aceite”, que consiste de un transformador de potencial elevado, un regulador de voltaje, un voltímetro indicador, un interruptor y la copa estándar patrón para la prueba.

La muestra del aceite se toma de la parte inferior del transformador, por medio de la llamada válvula de drenaje y se vacía en la copa estándar que puede ser de porcelana o de vidrio refractario y que tiene una capacidad del orden de ½ litro; dentro de la cual se alojan dos electrodos en forma de discos de 25, 4mm de diámetro separados una distancia entre sí de 2,54mm y con las caras perfectamente paralelas.

Después de llenar la copa estándar hasta que los discos o electrodos queden cubiertos completamente y al nivel marcado en la copa, se debe esperar alrededor de tres minutos para permitir que se eliminen las burbujas de aire del aceite;

posteriormente se cierra el interruptor del aparato, el cual previamente debe estar conectado a una fuente de 127 voltios.

Luego se va incrementando gradualmente el voltaje en el aparato con el regulador, aproximadamente a una velocidad de 3 kV/segundo, hasta que el aceite contenido entre los electrodos falle; es decir se produzca el inicio del arco eléctrico entre los electrodos, con lo cual se cortocircuitan abriéndose el interruptor de alimentación de la fuente de energía eléctrica.

Mientras se va incrementando el potencial, el operador deberá ir registrando las lecturas en kV alcanzadas hasta que ocurra la ruptura de aislamiento; en este momento la prueba concluye y se registrará el valor de los kV más alto alcanzado.

A cada muestra de aceite por lo general se debe realizar tres pruebas de ruptura, agitando y dejando reposar la muestra por un tiempo mínimo de 1 minuto, después de cada prueba. Los valores obtenidos se promedian y el valor obtenido promedio será el representativo de la muestra, y será válido siempre que ninguna prueba sea diferente en más de 5 kV, si la variación es mayor se debe efectuar más pruebas con nuevas muestras.

Para probar aceite muy sucio, deberá lavarse la copa con un buen solvente y secarla perfectamente; posteriormente, tener la precaución al obtener la muestra, ya que, se debe enjuagar la copa 2 o 3 veces con el mismo aceite por muestrear.

Una rigidez dieléctrica de 18 kV es considerada como baja, 25 kV o mayor como buena. Un aceite seco, limpio y nuevo soporta normalmente 35kV. En la figura 3.3 se indica el esquema de los principales componentes de un probador de rigidez dieléctrica.

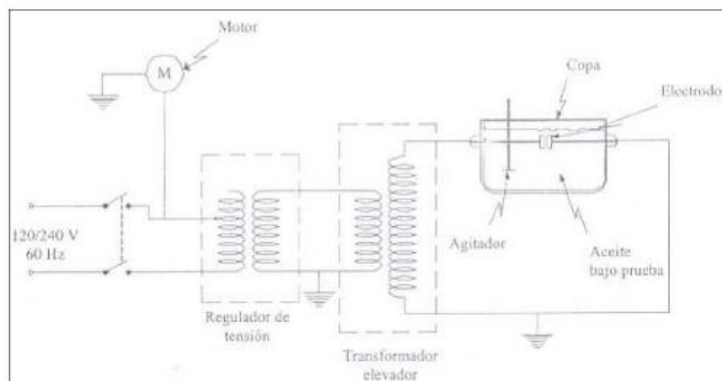


Fig. 3.3 Esquema de los principales componentes de un probador de rigidez.

Dieléctrica. Normalmente la rigidez dieléctrica en los aceites aislantes se debe comportar de la siguiente forma: Aceites degradados y contaminados De 10 a 28 kV; Aceites carbonizados no degradados De 28 a 33 kV; Aceites Nuevo sin desgasificar De 33 a 44 kV; Aceite Nuevo desgasificado De 40 a 50 kV; Aceite regenerado De 50 a 60 kV.

Prueba de relación de transformación y polaridad. La prueba de relación de transformación tiene como objetivo principal, la determinación de la relación entre el número de vueltas del devanado primario y el devanado secundario, así como también verificar que las relaciones de transformación para las diferentes posiciones del tap de un transformador estén dentro de la tolerancia de medición de +/- 5%.

Determinar la relación de transformación tiene como fin detectar posibles variaciones por problemas de corto entre espiras (sobre todo en transformadores de relaciones muy altas, puede haber pequeños cortocircuitos entre espiras y el transformador continuar operando sin evidenciarlo). Matemáticamente, la relación de transformación de un transformador se puede expresar como:

$$R = \frac{N_1}{N_2} = \frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1} \quad (3.2)$$

R: Relación de transformación; 1 V y 2 V: Voltajes de línea a neutro de las fases, en los terminales del devanado primario y secundario; 1 I y 2 I: Corrientes en los devanados primarios y secundarios.

Cuando el transformador está en vacío se mide la relación de transformación como la relación de voltajes del primario al secundario. Cuando el transformador esta con carga se mide la relación inversa de la corriente del secundario a la corriente del primario.

La prueba de polaridad tiene como finalidad determinar el desplazamiento angular expresado en grados entre el vector que representa el voltaje línea a neutro de una fase de A.T. y el vector que representa el voltaje línea a neutro en la fase correspondiente a B.T.

La polaridad tiene una gran importancia en la conexión de transformadores sobre todo si van a conectarse en paralelo o en bancos. En la práctica se debe conocer cuál es la polaridad de los devanados para poder conectar en serie o en paralelo dos devanados sin dañar el transformador. Se indica mediante un punto en cada devanado y su significado es el voltaje instantáneo tiene la misma polaridad en todos los puntos.

Para conectar transformadores o devanados en paralelo se debe unir los terminales que tengan el punto de polaridad para formar una de las líneas de alimentación y luego unir los terminales que no tienen puntos de polaridad para obtener la otra línea.

Para conectar en serie se conecta uno de los terminales de polaridad a una de las líneas de alimentación y el otro extremo del devanado al terminal del punto de polaridad del segundo devanado, el otro extremo de este segundo devanado se une a la otra línea de alimentación.

Existen básicamente 3 métodos para determinar la relación de transformación que son: Método de los voltímetros; Método de los potenciómetros; Método del transformador patrón TTR (Transformer Turn Relation).

Este último método es el más usual y conveniente para determinar la relación de transformación. En figura 3.4 se observa la conexión de un T.T.R. a un transformador de distribución.



Fig. 3.4 Conexión del T.T.R. a un transformador.

El T.T.R es un instrumento práctico y preciso para analizar las condiciones de los transformadores en los siguientes casos: Medición de la relación de transformación de los equipos nuevos, reparados o rebobinados. Identificación y determinación de terminales, derivaciones y sus conexiones internas.

Determinación y comprobación de polaridad, continuidad y falsos contactos; Pruebas de rutina y detección de fallas; Identificación de devanados en cortocircuito.

Prueba de resistencia óhmica de los devanados. Esta prueba es utilizada para conocer el valor de la resistencia óhmica de los devanados de un transformador. Además permite conocer el valor de pérdidas en el cobre (I^2R), detectar falsos contactos en conexiones de boquillas, cambiadores de derivaciones, soldaduras deficientes, alguna falla incipiente en los devanados y calcular la temperatura de los devanados en la prueba de temperatura.

Al desarrollar esta prueba, debe medirse simultáneamente la temperatura de los devanados, para lo cual es necesario tener presente los siguientes puntos: Si el transformador es de tipo seco, la temperatura en los devanados será determinada como el promedio de por lo menos tres termómetros colocados entre los devanados.

Cuando el transformador está sumergido en un líquido aislante, se debe haberle desenergizado por lo menos unas 8 horas antes de realizar la medición, para considerar la temperatura del devanado la misma del líquido aislante.

El lugar donde se efectúe las mediciones debe estar protegido ante variaciones del medio ambiente. Para realizar esta prueba existen comúnmente 2 métodos

que son los siguientes: Método del puente de Wheatstone o Kelvin. (Figura 3.5); Método de caída de potencial. (Figura 3.6)

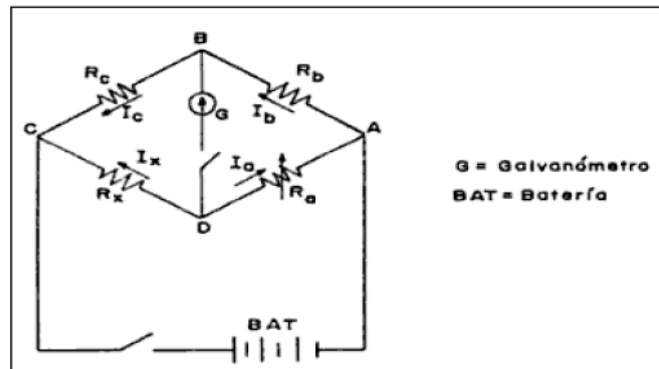


Fig. 3.5 Circuito del puente de Wheatstone.

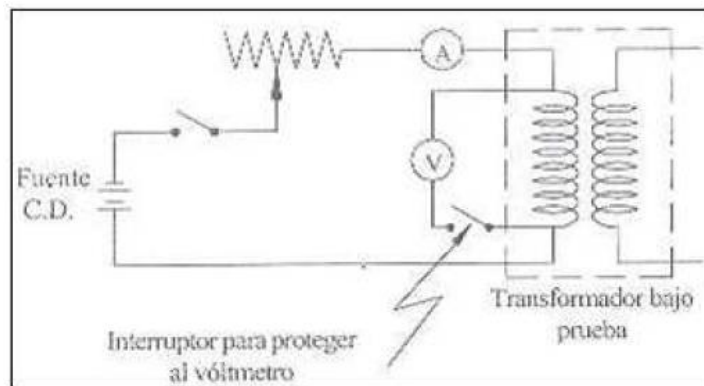


Fig. 3.6 Conexión del método de caída de potencial.

El primer método es el más utilizado por la facilidad de su manejo y por la exactitud que ofrece, y porque la corriente empleada en la medición no excede el 15% del valor nominal del devanado; por lo cual no se alteran las lecturas por efectos de calentamiento durante la medición. Este método se aplica en devanados donde la corriente nominal es menor a 1 amperio.

Prueba de circuito abierto. Un transformador funciona en vacío cuando presenta abierto el circuito de alto voltaje, cuando es nula la intensidad de corriente por su devanado. Esta prueba tiene como finalidad determinar la corriente en vacío (I_0), la potencia en vacío (P_0) que representa las pérdidas en vacío del transformador las cuales resultan de la suma de las pérdidas por histéresis y corrientes parásitas en el núcleo y el factor de potencia en vacío.

La prueba de circuito abierto, se hace siempre sobre el devanado de bajo voltaje, debido a la peligrosidad que representa el hacer la prueba en el lado de alto voltaje, y debido a que las pérdidas en el hierro serán la misma en cualquiera de los devanados; pero si la prueba se hiciera sobre el devanado de alto voltaje, la

corriente de vacío (I_0) resultaría demasiada pequeña y el voltaje será excesivamente muy grande.

La corriente de excitación se encuentra alrededor de un 5% de la corriente nominal. En la figura 3.7 se indica el esquema eléctrico para la prueba de circuito abierto de un transformador.

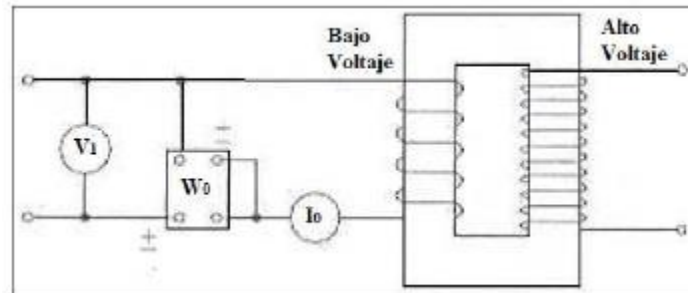


Fig. 3.7 Esquema de conexión para la prueba de circuito abierto.

Prueba de cortocircuito. En la prueba de cortocircuito un devanado del transformador, generalmente el del lado de bajo voltaje, se cortocircuita. En el otro devanado se aplica un voltaje inferior al nominal, tal que haga pasar por el devanado en cortocircuito la corriente nominal del devanado conectado a la fuente de alimentación.

También se debe tener en cuenta que no hay potencia suministrada, en consecuencia, la potencia absorbida se transforma todo en pérdidas, las cuales se reducen casi por completo a la pérdida en el cobre, porque las pérdidas en el hierro varían aproximadamente con el cuadrado del voltaje.

Esta prueba de cortocircuito, se considera no destructiva para el transformador; y mide parámetros como el voltaje, corriente, potencia activa de entrada del transformador.

Se considera la corriente de excitación despreciable, toda la corriente primaria circula por los elementos del devanado secundario. El voltaje de cortocircuito se encuentra alrededor de un 5% del voltaje primario nominal.

En la figura 3.8 se indica el esquema eléctrico para el ensayo en cortocircuito de un transformador con el devanado secundario cortocircuitado.

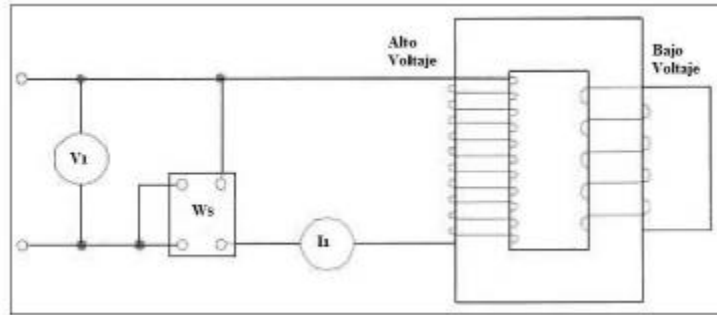


Fig. 3.8 Esquema de conexión para la prueba de cortocircuito.

3.2 Fundamentos de mantenimiento en transformadores

El transformador requiere menor cuidado comparado con otros equipos eléctricos. El grado de mantenimiento e inspección necesarios para su operación depende de su capacidad, de la importancia dentro del sistema eléctrico, del lugar de instalación dentro del sistema, de las condiciones climatológicas, del ambiente y en general, de las condiciones de operación.

Mantenimiento e inspección de líneas y barrajes.- El mantenimiento y la inspección conllevan un trabajo peligroso; de ahí que deba hacerse de antemano un programa, poniendo especial atención en la seguridad de las vidas humanas y del equipo.

Cuando se trabaja con barrajes, líneas, terminales, etc., el trabajo debe iniciarse sólo después de haber confirmado que éstas partes están desenergizadas, verificando para ello que los interruptores están en posición de abierto, lo cual se debe comprobar con un detector para circuitos. La omisión de estas verificaciones, pensando erróneamente que los circuitos no tienen voltaje, puede causar graves accidentes.

Temperatura del transformador.- La temperatura del transformador está directamente relacionada con la duración de los materiales de aislamiento, por lo que es necesario prestarle atención. En el caso de transformadores construidos de acuerdo con normas ANSI, la temperatura máxima permitida para el aceite es de 90°C y la temperatura máxima del punto más caliente de 110°C.

Inspección del volumen de aceite.- El volumen del aceite tiene siempre que ser verificado desde el punto de vista del aislamiento y de la refrigeración. Cuando el nivel de aceite fluctúe notoriamente en relación con la temperatura, se debe detectar la causa para un oportuno arreglo.

Ruido.- En algunos casos se puede percibir algún ruido anormal, cuando se está familiarizado con el sonido que el transformador produce durante la operación

normal, lo cual puede ayudar a descubrir alguna falla. Las siguientes son las causas posibles de ruido anormal.

Resonancia de la caja y de los radiadores debida a cambios anormales en la frecuencia de la fuente de corriente, un defecto en el mecanismo de ajuste del núcleo, un defecto en la estructura central, (como desajuste en el núcleo) es posible que se encuentren flojos los tornillos de sujeción de las bridas, aflojamiento de las piezas de anclaje.

Aflojamiento de las piezas de fijación y de las válvulas. Cuando encuentre los terminales de tierra flojos, desenergice el transformador y apriételos enseguida. Los tornillos de los cimientos que estén sujetos a grandes cargas, deben ser apretados firmemente para evitar el desplazamiento del transformador, en algunos casos las válvulas se aflojan debido a vibraciones, apriételas nuevamente.

Fugas de aceite. Las fugas de aceite pueden ser causadas por el deterioro de algún empaque o por mal posicionamiento; algunas tardan en descubrirse, verifique cuidadosamente las válvulas y los empaques.

Normas de mantenimiento del aceite aislante. Para mantener el transformador en perfectas condiciones de operación se deben tener en cuenta los puntos anteriores, cuidando también de la operación de rutina y sin falta alguna se debe dar el tratamiento adecuado en cuanto se note algún cambio en las condiciones de servicio.

Con esta rutina y con inspecciones regulares, el grado de deterioro se podrá minimizar. Ya que un transformador está formado de muchas partes, tales como el aceite de aislamiento, los equipos de refrigeración, etc. debe ser atendido permanentemente.

El aceite además de servir como medio aislante sirve para transferir el calor generado en las bobinas y el núcleo hacia las paredes del tanque y los radiadores. Por esto se requiere que cumpla con las siguientes características: Elevada rigidez dieléctrica, baja viscosidad, bien refinada y libre de materiales que puedan corroer las partes metálicas, estar libre de humedad y componentes que se polaricen, tener un bajo punto de fluidez, que tenga poca evaporación.

Las técnicas de manufacturación de los transformadores y su confiabilidad se han mejorado a tal grado que la inspección interna es casi innecesaria; actualmente el mantenimiento se limita casi exclusivamente al mantenimiento del aceite para prevenir su deterioro.

Deterioro del aceite de aislamiento. El aceite de aislamiento se deteriora gradualmente por el uso. Las causas son la absorción de la humedad del aire y de partículas extrañas que entran en el aceite y el principal efecto es la oxidación. El aceite se oxida por el contacto con el aire y éste proceso se acelera por el

aumento de la temperatura del transformador y por el contacto con metales tales como el cobre, el hierro.

Además de lo anterior, el aceite sufre una serie de reacciones químicas tales como la descomposición y la polimerización, que producen partículas que no se disuelven en el aceite y que se precipitan en el núcleo y bobinados. Estas partículas son llamadas sedimentos. Los sedimentos no afectan directamente la rigidez dieléctrica, pero los depósitos que se forman sobre los devanados impiden su normal refrigeración.

Prevención del deterioro del aceite. Debido a que el deterioro del aceite es causado generalmente por la oxidación, el método para prevenirlo consiste en reducir al mínimo posible su superficie de contacto con el aire. Con este propósito se usa un tanque conservador. La humedad también acelera el deterioro del aceite y para evitar esto se debe usar un respirador deshidratante.

El aceite dieléctrico se activa bajo ciertas condiciones de luz, calor e iones de metales pesados, para producir radicales libres que causan auto-oxidación. Para evitar este fenómeno se utilizan aditivos inhibidores de la oxidación.

Evaluación del deterioro del aceite dieléctrico. Los métodos para juzgar deterioro de un aceite dieléctrico, son aquellos que miden el grado de oxidación, la densidad específica, la tensión superficial y la tangente. Además de la práctica común de medir la rigidez dieléctrica, es recomendable hacer un juicio sintético de todos estos métodos.

Contaminación. Cuando haya mucho polvo y sal, se debe efectuar una limpieza para la cual debe detenerse el funcionamiento del transformador y usar agua, amoníaco o tetracloruro de carbono, y si están muy sucios, usar ácido hidroclicórico concentrado diluido 40 o más veces en agua.

La solución no debe tocar ninguna parte metálica, después de la limpieza las partes de porcelana deben neutralizarse con agua que contenga bicarbonato de sodio en una proporción de 30 gramos por litro. Siempre que use una solución química, asegúrese de lavar después con agua fresca, para que no quede ningún elemento extraño.

En sistemas en los que sea difícil detener el funcionamiento para la limpieza, o en zonas donde haya muchos daños por el polvo o la sal, se está usando recientemente un método de lavado denominado "de línea caliente". Es un método para lavar los equipos sin parar su funcionamiento, y hay 2 o 3 formas de hacerlo. En cualquier caso debe verificarse el grado de polvo y sal, la calidad del agua para lavar y el método de impermeabilización cuando se hace la limpieza.

Inspección regular (una vez cada dos años) evaluación del deterioro del aislamiento. Los métodos para detectar el deterioro del aislamiento son la medición de la resistencia de aislamiento y de la tangente delta.

La medición de la resistencia de aislamiento en los bujes no es sencilla, ya que el buje y los devanados del transformador deben independizarse; no obstante, la medición debe tratar de hacerse lo mejor posible, la medición de la tangente delta también es difícil, ya que los bujes deben separarse del transformador en la mayoría de los casos.

La evaluación del resultado de la medición no debe depender únicamente de los valores absolutos obtenidos, sino de los valores obtenidos cada año y de la variación entre ellos.

Si hay grandes discrepancias en los valores, es necesario un cuidado especial cuando la resistencia de aislamiento es superior a 1000 MΩ a temperaturas normales, puede considerarse como una buena condición, pero el valor de la tangente delta también debe tomarse al considerar la evaluación.

Inspección por excesivos calentamientos parciales. El calentamiento excesivo de los terminales se debe en la mayoría de los casos a aflojamientos; si llegara a observarse, elimine el polvo de las partes de contacto y apriete firmemente.

Inspección de daños locales (fisuras) de los bujes. La limpieza de los bujes debe hacerse según se mencionó. Si los daños son muy serios cambiar por nuevos.

Inspección de fugas de aceite. Revise las diversas piezas de los bujes para ver si hay fugas de aceite. Si el aceite se sale por el empaque, ajústelo o cámbielo. Si son del tipo inmerso en aceite y el aceite se fuga por otra parte fuera del buje, informe al fabricante.

3.3 Tipos de mantenimiento

Entendemos el mantenimiento industrial como el conjunto de técnicas y normas que se establecen para la correcta conservación de las instalaciones y la maquinaria en una planta industrial. Gracias a estas técnicas se logra un mejor rendimiento de los equipos, que además podrán producir durante más horas y en un plazo más elevado de tiempo en buenas condiciones. Por tanto, el mantenimiento es un departamento clave en cualquier empresa.

Tipos de mantenimiento. Llegados a este punto, entramos ya de lleno en el motivo del artículo y descubrimos los tipos de mantenimiento industrial que nos encontramos hoy en día. Así podremos saber las ventajas que comporta cada uno de ellos. Los tipos de mantenimiento que encontramos en cualquier industria son: Mantenimiento correctivo, mantenimiento predictivo, mantenimiento preventivo.

Correctivo. El mantenimiento correctivo, también conocido como reactivo, es aquel que se aplica cuando se produce algún error en el sistema, ya sea porque

algo se averió o rompió. Cuando se realizan estos mantenimientos, el proceso productivo se detiene, por lo que disminuyen las cantidades de horas productivas. Estos mantenimientos no se aplican si no existe ninguna falla. Es impredecible en cuanto a sus gastos y al tiempo que tomará realizarlo.

Preventivo. Este mantenimiento, también conocido bajo el nombre de planificado, se realiza previo a que ocurra algún tipo de falla en el sistema. Como se hace de forma planificada, no como el anterior, se aprovechan las horas ociosas para llevarlo a cabo. Este mantenimiento sí es predecible con respecto a los costos que implicará así como también el tiempo que demandará.

Predictivo. Aquí se busca determinar la condición técnica de la máquina mientras está en funcionamiento. Para que este mantenimiento pueda desarrollarse se recurre a sustentos tecnológicos que permitan establecer las condiciones del equipo. Gracias a este tipo de mantenimientos se disminuyen las pausas que generan en la producción los mantenimientos correctivos. Así, se disminuyen los costos por mantenimiento y por haber detenido la producción.

3.4 Mantenimiento correctivo en transformadores de distribución

Mantenimiento correctivo. Es aquel cuyo fin es corregir cualquier defecto que presente la maquinaria o equipo. Así pues, existen también dos tipologías dentro del correctivo, que son:

Mantenimiento correctivo no planificado. En este caso nos referimos al mantenimiento de emergencia. Es decir, cuando ocurre algún tipo de urgencia o imprevisto y se han de tomar decisiones para que la maquinaria vuelva a su funcionamiento correcto lo antes posible. A veces pueden surgir por imperativos legales, como defectos de seguridad, aplicación de normas o asuntos de contaminación.

Mantenimiento correctivo planificado. En este caso nos referimos al mantenimiento del que tenemos constancia con antelación, por lo que se puede preparar al personal, los repuestos y equipos técnicos necesarios, los documentos pertinentes, etc.

Este tipo de mantenimiento se realiza cuando el transformador comienza a disminuir en su operación, entre las actividades que se realizan en este mantenimiento están las siguientes: Cambio de bobinas, cambio de empaques, provisión e instalación de accesorios en mal estado, termofiltrado del aceite o cambio del mismo, lavado y secado de la parte activa, pintura general del transformador, repotenciación de transformadores.

Además este tipo de mantenimiento se realiza, cuando en el mantenimiento preventivo se encuentran problemas de humedad, gases combustibles productos de la oxidación.

Ventajas del mantenimiento correctivo. La verdad es que para este tipo de mantenimiento no es fácil encontrar ventajas, salvo que sea un correctivo planificado. De ser un mantenimiento correctivo sin planificar, por lo general es algo urgente porque la máquina está parada, hay prisas y las ventajas no aparecen por ningún lado.

Las instalaciones y los equipos se mantienen más tiempo trabajando aunque a veces por debajo de su rendimiento normal por la avería; Los costes de las reparaciones suelen ser más reducidos, aunque no siempre, porque a veces una avería pequeña que se mantiene en funcionamiento genera una avería mayor, incrementando los costes.

Se logra una mayor uniformidad en lo que respecta a carga de trabajo del personal encargado del mantenimiento, ya que la programación de actividades así lo facilita y lo promueve; Dado que el personal tiene que trabajar en buenas condiciones para que el mantenimiento sea efectivo, se logran conformar equipos muy fiables y de alta especialización en situación de fuertes medidas de seguridad.

Desventajas del mantenimiento correctivo. En cuanto a los contras que presente el tipo de mantenimiento industrial correctivo, destacan: Se pueden producir algunos fallos en el momento de la ejecución, lo que podría provocar un retraso en la puesta en marcha correcta de todos los equipos.

El precio de algunas reparaciones en concreto se podría elevar demasiado, algo que afecta a los presupuestos de la empresa; A veces hay que adquirir repuestos y equipos no planificados o con urgencia; No existe una garantía total del tiempo que pueda llevar la reparación de un fallo en concreto; Las roturas suelen venir en el momento más inoportuno y muchas veces en picos de producción, donde las máquinas trabajan deben trabajar a tope.

3.5 Mantenimiento preventivo en transformadores de distribución

Mantenimiento preventivo. Se define como una técnica cuya eficacia se basa en un mantenimiento enfocado a la prevención de fallos en los equipos. Con este método se busca que las actividades estén siempre controladas para que el funcionamiento sea más fiable y eficiente, previendo los errores antes de que se produzcan.

Así pues, es muy útil en la gestión de proyectos, por ejemplo. Es decir, es una forma excelente de evitar posibles contingencias futuras que puedan costar un sobre coste elevado a la empresa.

Este tipo de mantenimiento va enfocado de tal manera que al realizarlo se mantenga la vida útil del transformador, descartando fallas. Entre las actividades para realizar un mantenimiento preventivo se tiene inspecciones, pruebas, ajustes, reparaciones, tomas de carga; las cuales regularmente son programadas.

Dentro de estos trabajos se encuentran, según sea el caso: Termo filtrado al vacío del aceite; Cambio de aceite; Lavado y secado de la parte activa; Suministro y cambio de empaques de bushing de alto voltaje, bajo voltaje y tapa principal; Pintura; Suministro y cambio de bushing; Suministro y colocación de termómetros; Suministro y colocación del indicador del nivel de aceite.

Construcción de un plan de mantenimiento preventivo en equipos existentes. La gestión del mantenimiento preventivo desarrollado a través del mantenimiento programado está basada en la elaboración de un plan de mantenimiento preventivo único para cada equipo o instalación existentes.

Un plan de mantenimiento preventivo se compone así de una lista exhaustiva de todas las acciones necesarias a realizar en una maquina o instalación en términos de: Limpieza, control, visita de inspección, engrase e intervenciones de profesionales de mantenimiento externo.

Inventariar los equipos existentes. Se trata de conocer el número y características de los edificios-maquinaria e instalaciones. Cual sea el equipo que se analice, la cantidad de datos que se podría consignar es prácticamente ilimitada, por lo que es necesario hacer una selección de los que más interesan desde el punto de vista de su Mantenimiento. En general, se denomina ficha de vida de un equipo o máquina.

Datos básicos de maquinaria e instalaciones. Número de referencia o código de la empresa; Año de adquisición; Referencia y número de serie del fabricante; Características básicas (medidas-peso, etc.); Coste de adquisición o inversión aplicada; Plan de Mantenimiento Preventivo y normas de revisión; Instrucciones del fabricante-lubricación; Consumo de diferentes energías como electricidad o gas; Datos históricos de equipo/maquinaria tomados de la experiencia.

Histórico de incidencias y paradas. Como segundo dato, hemos de disponer de todo el historial de averías y paradas que la máquina-instalación ha tenido desde su implantación en fábrica, con su consiguiente estudio de costes, tanto en el apartado de mano de obra como de materiales utilizados.

Documentación técnica del proveedor o fabricante. Por último, hemos de disponer de la documentación técnica más completa en cuanto a instrucciones de Mantenimiento se refiere, dictada por el propio fabricante del equipo y por la experiencia a través de normas de revisión o instrucciones de explotación internas sobre el citado equipo.

Planificación del mantenimiento preventivo. Lista de acciones; Ayuda al diagnóstico; Precauciones a tomar en las intervenciones; Comprobación de fallos y problemas de calidad en equipo/maquinaria; Intervenciones recomendadas ante

fallos; Matriz de falla o averías e incidentes; Programas de mantenimiento preventivo (sistemático y programado).

Ventajas del mantenimiento preventivo. Se reducen porcentualmente los riesgos de error y fugas; El coste es mucho menos elevado, especialmente los fallos no planificados se reducen considerablemente con esta técnica; Se reducen los paros imprevistos, lo que aumenta la productividad y los tiempos de trabajo constante; Permite un mayor control sobre la producción y facilita la planificación de planes, instalación de nuevos dispositivos, aplicaciones de nuevas técnicas.

Contras del mantenimiento preventivo. Es más complejo diagnosticar el nivel de desgaste que sufren las piezas que forman los diversos equipos; Se ha de buscar un personal mucho más especializado y las recomendaciones del fabricante cobran especial valor. De lo contrario, este tipo de mantenimiento será poco eficaz y muy costoso.

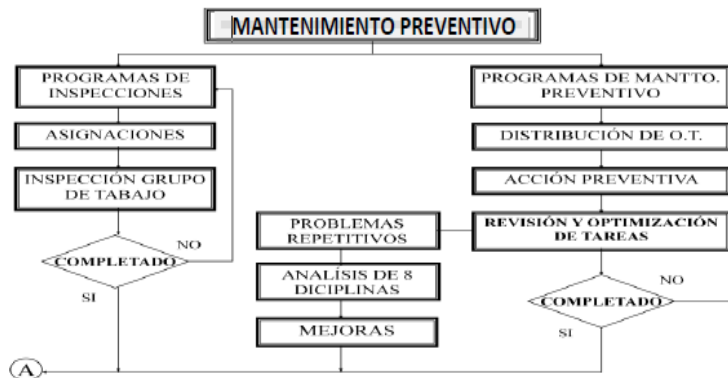


Fig. 3.9 Diagrama de flujo preventivo.

3.6 Mantenimiento predictivo en transformadores de distribución

Mantenimiento Predictivo. Este tipo de mantenimiento se realiza con más frecuencia que el mantenimiento preventivo con el objetivo de detectar y corregir a tiempo al problema que tenga un transformador antes que se produzca la falla del equipo. Entre las actividades de un mantenimiento predictivo se encuentran las siguientes:

Pruebas de Aceite. Rigidez dieléctrica: Pruebas Eléctricas en campo a la unidad; Relación de transformación; Resistencia de aislamiento; Resistencia a los devanados; Factor de potencia al aislamiento del transformador.

Técnicas de mantenimiento predictivo. El mantenimiento predictivo es una técnica para pronosticar el punto futuro de falla de un componente de una máquina, de tal forma que dicho componente pueda reemplazarse, con base en un plan, justo antes de que falle. Así, el tiempo muerto del equipo se minimiza y el tiempo de vida del componente se maximiza.

El mantenimiento predictivo basado en la confiabilidad o la forma sistemática de como preservar el rendimiento requerido basándose en las características físicas, la forma como se utiliza, especialmente de cómo puede fallar y evaluando sus consecuencias para así aplicar las tareas adecuadas de mantenimiento (preventivas o correctivas).

La mayoría de las fallas se producen lentamente y previamente, en algunos casos, arrojan indicios evidentes de una futura falla, indicios que pueden advertirse simplemente. En otros casos, es posible advertir la tendencia a entrar en falla de un bien, mediante el monitoreo de condición, es decir, mediante la elección, medición y seguimiento, de algunos parámetros relevantes que representan el buen funcionamiento del bien en análisis.

Con este método, tratamos de acompañar o seguir, la evolución de las futuras fallas. A través de un diagnóstico que realizamos sobre la evolución de una o varias características mensurables y su comparación con los valores establecidos como aceptables para dichas características. Por ejemplo, pueden ser: la temperatura, la presión, la resistencia eléctrica, la aislación eléctrica, los ruidos y vibraciones, la rigidez dieléctrica, el contenido de humedad, etc.

Los aparatos e instrumentos a utilizar pueden encontrarse incorporados en los equipos de control de procesos, a través de equipos de captura de datos o mediante la operación manual de instrumental específico. Existen aparatos de medición sumamente precisos, que permiten analizar ruidos y vibraciones, aceites aislantes o espesores de chapa, mediante las aplicaciones de la electrónica en equipos de ultrasonidos, cromatografía líquida y gaseosa, y otros métodos.

El seguimiento de estas características debe ser continuo y requiere un registro adecuado. Una de sus ventajas es que las mediciones se realizan con los equipos en marcha, por lo cual, en principio, el tiempo de paro de máquinas resulta menor.

Organización para el mantenimiento predictivo. Esta técnica supone la medición de diversos parámetros que muestren una relación predecible con el ciclo de vida del componente. Algunos ejemplos de dichos parámetros son los siguientes: Vibración de cojinetes; Temperatura de las conexiones eléctricas; Resistencia del aislamiento de la bobina de un motor.

El uso del mantenimiento predictivo consiste en establecer, en primer lugar, una perspectiva histórica de la relación entre la variable seleccionada y la vida del componente. Esto se logra mediante la toma de lecturas (por ejemplo la vibración de un cojinete) en intervalos periódicos hasta que el componente falle.

La figura 3.9 muestra una curva típica que resulta de graficar la variable (vibración) contra el tiempo. Como la curva lo sugiere, deberán reemplazarse los cojinetes subsecuentes cuando la vibración alcance 1.25 in/seg (31.75 mm/seg). Los fabricantes de instrumentos y software para el mantenimiento predictivo pueden recomendar rangos y valores para reemplazar los componentes de la mayoría de los equipos.

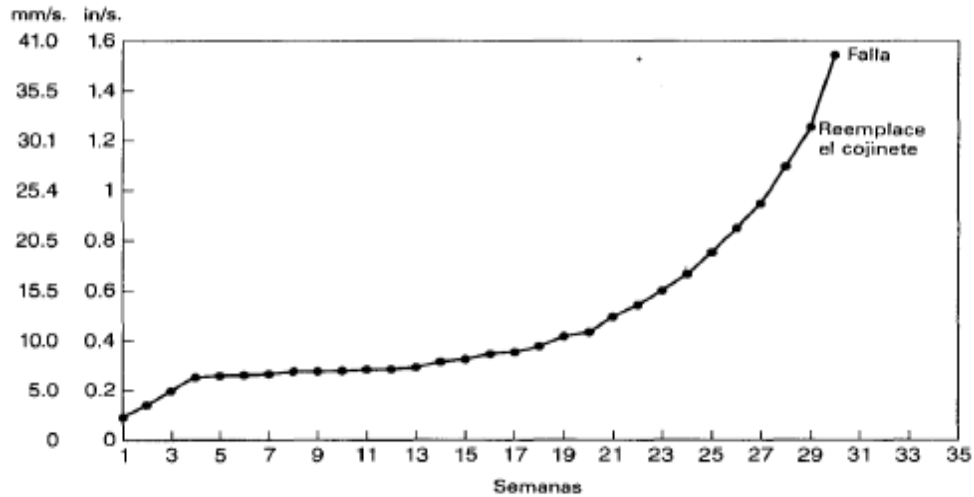


Figura 3.9 Grafica variable de vibración.

Una vez determinada la factibilidad de realizar un mantenimiento predictivo a una máquina, el paso siguiente es determinar las variables físicas a controlar. El objetivo es revisar las técnicas comúnmente usadas en el monitoreo según condición, de manera que sirvan de guía para su selección general. La finalidad del monitoreo es obtener una indicación de la condición, de manera que pueda ser operada y mantenida con seguridad y economía.

Por monitoreo, como la medición de una variable física que se considera representativa de la condición de la máquina y su comparación con valores que indican si la máquina está en buen estado o deteriorada. Con la actual automatización de estas técnicas, se ha extendido la acepción de la palabra monitoreo también a la adquisición, procesamiento y almacenamiento de datos.

De acuerdo a los objetivos que se pretende alcanzar con el monitoreo de la condición de una máquina debe distinguirse entre vigilancia, protección, diagnóstico y pronóstico.

Vigilancia de máquinas. Su objetivo es indicar cuándo existe un problema. Debe distinguir entre condición buena y mala, y si es mala indicar cuán mala es.

Protección de máquina. Su objetivo es evitar fallas catastróficas. Una máquina está protegida, si cuando los valores que indican su condición llegan a valores considerados peligrosos, la máquina se detiene automáticamente.

Diagnóstico de fallas. Su objetivo es definir cuál es el problema específico. Pronóstico de vida la esperanza a. Su objetivo es estimar cuánto tiempo más Podría funcionar la máquina sin riesgo de una falla catastrófica. En el último tiempo se ha dado la tendencia a aplicar mantenimiento predictivo o sintomático, sea, esto mediante vibroanálisis, análisis de aceite usado, control de desgastes, etc.

Técnicas aplicadas al mantenimiento predictivo. Análisis de vibraciones. El interés de las vibraciones mecánicas llega al mantenimiento Industrial de la mano del mantenimiento preventivo y predictivo, con el interés de alerta que significa un elemento vibrante en una máquina, y la necesaria prevención de las fallas que traen las vibraciones a medio plazo.

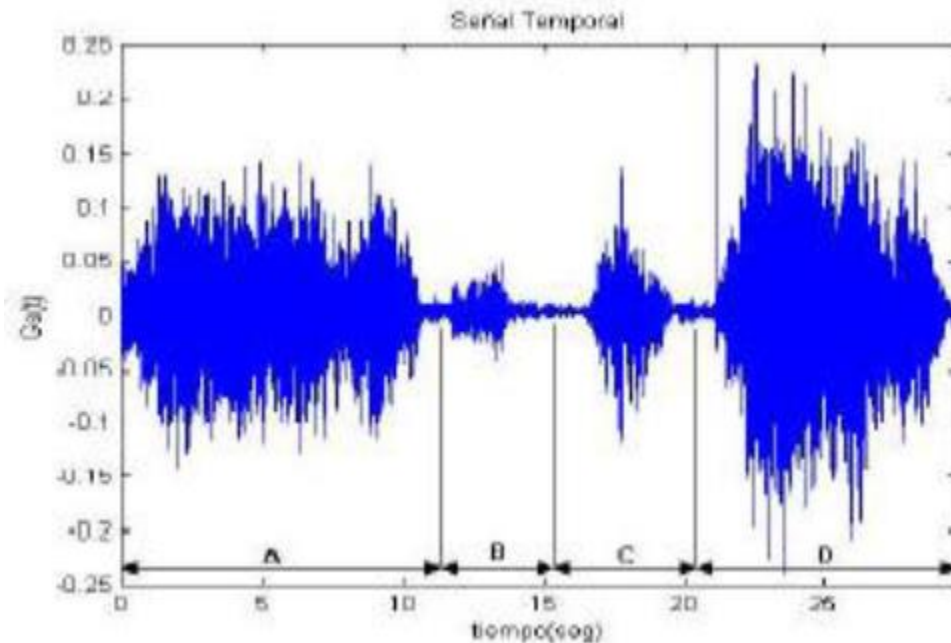


Fig. 3.10 Registro de vibraciones en un ciclo de trabajo.

El interés principal para el mantenimiento deberá ser la identificación de las amplitudes predominantes de las vibraciones detectadas en el elemento o máquina, la determinación de las causas de la vibración, y la corrección del problema que ellas representan. Las consecuencias de las vibraciones mecánicas son el aumento de los esfuerzos y las tensiones, pérdidas de energía, desgaste de materiales, y las más temidas: daños por fatiga de los materiales.

Parámetros de las vibraciones.- Frecuencia: Es el tiempo necesario para completar un ciclo vibratorio. En los estudios de Vibración se usan los CPM (ciclos por segundo) o HZ (hercios); Desplazamiento: Es la distancia total que describe el elemento vibrante, desde un extremo al otro de su movimiento; Velocidad y Aceleración: Como valor relacional de los anteriores; Dirección: Las vibraciones pueden producirse en 3 direcciones lineales y 3 rotacionales.

Tipos de vibraciones.- Vibración libre: causada por un sistema vibra debido a una excitación instantánea; Vibración forzada: causada por un sistema vibra debido a una excitación constante las causas de las vibraciones mecánicas.

A continuación detallamos las razones más habituales por las que una máquina o elemento de la misma puede llegar a vibrar; Vibración debida al desequilibrado (maquinaria rotativa); Vibración debida a la falta de Alineamiento (maquinaria

rotativa); Vibración debida a la excentricidad (maquinaria rotativa); Vibración debida a la falla de rodamientos y cojinetes; Vibración debida a problemas de engranajes y correas de transmisión (holguras, falta de lubricación, roces, etc.).

Análisis de lubricantes.- Se ejecutan dependiendo de la necesidad. Análisis Iniciales: se realizan a productos de aquellos equipos que presenten dudas provenientes de los resultados del estudio de lubricación y permiten correcciones en la selección del producto, motivadas a cambios en condiciones de operación; Análisis Rutinarios: Se define una frecuencia de muestreo, siendo el objetivo la determinación del estado del aceite, nivel de desgaste y contaminación.

Análisis de Emergencia.- Se efectúan para detectar cualquier anomalía en el equipo y/o Lubricante, según: Contaminación con agua, sólidos (filtros y sellos defectuosos), uso de un producto inadecuado.

Equipos.- Bombas de extracción, envases para muestras, etiquetas de identificación, formatos.

Este método asegura que tendremos: Máxima reducción de los costos operativos. Máxima vida útil de los componentes con mínimo desgaste. Máximo aprovechamiento del lubricante utilizado. Mínima generación de efluentes.

Elementos de desgaste.- Hierro, cromo, molibdeno, aluminio, cobre, estaño, plomo. Conteo de partículas: determinación de la limpieza, ferrografía. Contaminantes: silicio, sodio, agua, combustible, hollín, oxidación, nitración, sulfatos, nitratos.



Fig. 3.11 Bomba de extracción de sólidos.

Aditivos y condiciones del lubricante.- Magnesio, calcio, zinc, fósforo, boro, azufre, viscosidad.

Gráficos e historial.- Para la evaluación de las tendencias a lo largo del tiempo. De este modo, mediante la implementación de técnicas ampliamente investigadas y experimentadas, y con la utilización de equipos de la más avanzada tecnología, se logrará disminuir drásticamente: Tiempo perdido en producción en razón de desperfectos mecánicos, desgaste de las máquinas y sus componentes, horas hombre dedicadas al mantenimiento.

Análisis por ultrasonido.- Este método estudia las ondas de sonido de baja frecuencia producidas por los equipos que no son perceptibles por el oído humano.

Ultrasonido pasivo.- Es producido por mecanismos rotantes, fugas de fluido, pérdidas de vacío, y arcos eléctricos. Pudiéndose detectarlo mediante la tecnología apropiada.

El Ultrasonido permite.- Detección de fricción en máquinas rotativas. Detección de fallas y/o fugas en válvulas. Detección de fugas de fluidos. Pérdidas de vacío. Detección de "arco eléctrico". Verificación de la integridad de juntas de recintos estancos. Se denomina Ultrasonido Pasivo a la tecnología que permite captar el ultrasonido producido por diversas fuentes.

El sonido cuya frecuencia está por encima del rango de captación del oído humano (20-a-20.000 Hertz) se considera ultrasonido. Casi todas las fricciones mecánicas, arcos eléctricos y fugas de presión o vacío producen ultrasonido en un rango aproximado a los 40 KHz frecuencia con características muy aprovechables en el mantenimiento predictivo, puesto que las ondas sonoras son de corta longitud atenuándose rápidamente sin producir rebotes.

La aplicación del análisis por ultrasonido se hace indispensable especialmente en la detección de fallas existentes en equipos rotantes que giran a velocidades inferiores a las 300 RPM, donde la técnica de medición de vibraciones se transforma en un procedimiento ineficiente.

De modo que la medición de ultrasonido es en ocasiones complementaria con la medición de vibraciones, que se utiliza eficientemente sobre equipos rotantes que giran a velocidades superiores a las 300 RPM.

Al igual que en el resto del mundo industrializado, la actividad industrial en nuestro País tiene la imperiosa necesidad de lograr el perfil competitivo que le permita insertarse en la economía globalizada. En consecuencia, toda tecnología orientada al ahorro de energía y/o mano de obra es de especial interés para cualquier Empresa.

Termografía.- La Termografía Infrarroja es una técnica que permite, a distancia y sin ningún contacto, medir y visualizar temperaturas de superficie con precisión.

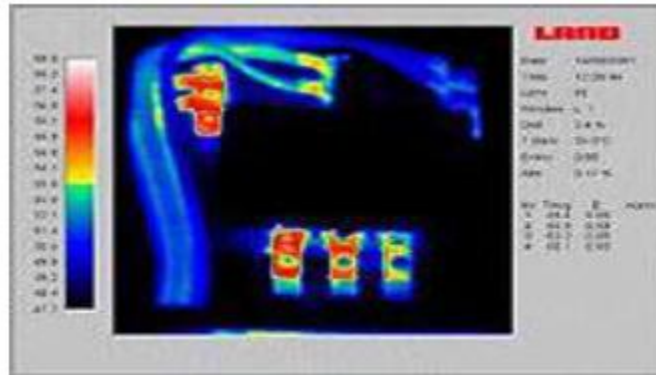


Fig. 3.12 Termografía de falso contacto en líneas eléctricas de tableros.

Los ojos humanos no son sensibles a la radiación infrarroja emitida por un objeto, pero las cámaras termográficas, o de termovisión, son capaces de medir la energía con sensores infrarrojos, capacitados para "ver" en estas longitudes de onda. Esto nos permite medir la energía radiante emitida por objetos y, por consiguiente, determinar la temperatura de la superficie a distancia, en tiempo real y sin contacto.

La mayoría de los problemas en el entorno industrial, están precedidos por cambios de temperatura que pueden ser detectados mediante la monitorización de temperatura con sistema de termovisión por Infrarrojos. Con la implementación de programas de inspecciones termográficas en instalaciones, maquinaria, es posible minimizar el riesgo de una falla de equipos, a la vez que también ofrece una herramienta para el control de calidad de las reparaciones efectuadas.

El análisis mediante termografía infrarroja debe complementarse con otras técnicas y sistemas de ensayo conocidos, como pueden ser el análisis de aceites lubricantes, el análisis de vibraciones, los ultrasonidos pasivos y el análisis predictivo en motores eléctricos. Pueden añadirse los ensayos no destructivos clásicos: ensayos, radiográfico, el ultrasonido activo, partículas magnéticas, etc.

El análisis mediante cámaras termográficas infrarrojas, está recomendado para instalaciones y líneas eléctricas de alta y baja tensión; Cuadros, conexiones, bornes, transformadores, fusibles y empalmes eléctricos; Motores eléctricos, generadores, bobinados; Reductores, frenos, rodamientos, acoplamientos y embragues mecánicos; Instalaciones de climatización; Líneas de producción, corte, prensado, forja, tratamientos térmicos.

Las ventajas que ofrece el mantenimiento predictivo por termovisión.- Método de análisis sin detención de procesos productivos, ahorra gastos; Baja peligrosidad para el operario por evitar la necesidad de contacto con el equipo; Determinación exacta de puntos deficientes en una línea de proceso; Reduce el tiempo de reparación por la localización precisa de la Falla; Facilita informes muy precisos al personal de mantenimiento.

En el presente trabajo se mencionaron varias de las técnicas de análisis utilizadas hoy en día, entre las que se destaca el análisis de vibraciones mecánicas,

ilustrando con un gráfico su alcance así como la necesidad de usar diferentes indicadores con el fin de llegar a un diagnóstico acertado. Diagnosticado y solucionado los problemas, la vida de las máquinas y su producción aumentará y por tanto, los costos de mantenimiento disminuirán.

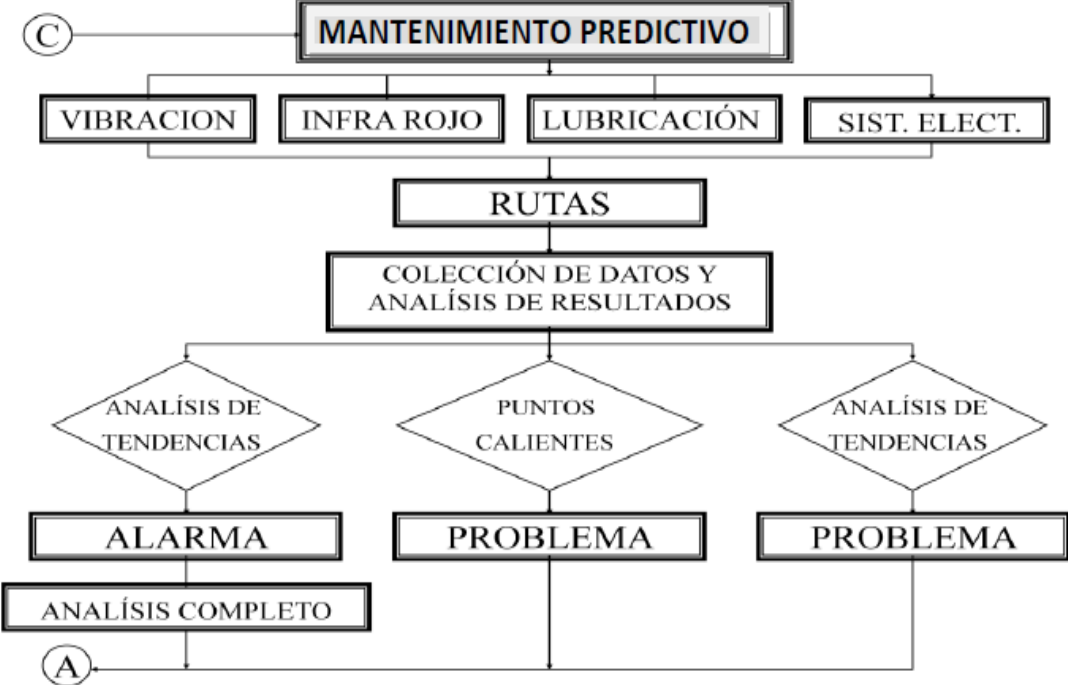


Fig. 3.13 Diagrama de flujo predictivo.

4. Análisis y resultados

4.1 Análisis y resultados

La búsqueda de un uso eficaz y eficiente de los equipos eléctricos, te obliga a tener que implementar una opción de mantenimiento para tenerlo en óptimas condiciones y alargar su tiempo de vida. Todo dispositivo eléctrico, y en particular los transformadores, sufren pérdidas y desgaste por uso, por lo que el mantenimiento es completamente necesario para preservar la integridad del equipo y que siga funcionando de acuerdo a sus capacidades nominales.

Un mejor mantenimiento implica no solo reducir los costos de reparación y los costos por improductividades debido a tiempos muertos, sino también elimina la necesidad de contar con inventarios de productos en proceso y terminados destinados a servir de “colchón” ante las averías producidas.

Claro que un mejor mantenimiento alarga la vida útil del equipo, como así también nos permite tener un equipo de eficiencia clara. El funcionamiento de los equipos no solo evita la generación de producto de fallas, también evita el riesgo ambiental, elimina los riesgos de contaminación.

Se hizo el análisis costo-beneficio del mantenimiento a los transformadores. Fijando que si lo que el usuario quiere es tener un equipo funcionando en buenas condiciones, debe hacerle mantenimiento por obligación técnica. El tipo de mantenimiento que le dé ya depende de los alcances económicos o conocimientos teóricos con los que cuente.

Se determinó que el costo del transformador no es únicamente el precio que pagamos cuando lo adquirimos, sino que también conlleva un gasto que está relacionado directamente con el mantenimiento y preservación de todos los componentes internos y externos del equipo.

Ese costo depende de distintos factores y variables, como por ejemplo, que el equipo sea usado en las condiciones normales y de acuerdo a las capacidades nominales para la cual fue diseñado. No seguir esta condición tiene un gran impacto que perjudica el tiempo de vida y la calidad de servicio de nuestro transformador.

Se siguió un plan de mantenimiento para los transformadores, que en gran medida depende de las recomendaciones de operación, instalación y uso que el fabricante otorga al usuario.

El costo para la preservación de nuestro transformador también está relacionado con el tipo de mantenimiento que se le de cuenta que existen tres tipo de mantenimiento; Correctivo, preventivo y predictivo. Y que el uso de cada uno de estos tipos de mantenimiento tiene distintas ventajas como consecuencias.

En el correctivo se corrigen los defectos observados, es la forma más básica de mantenimiento y tiene un menor gasto, aparente, en reparaciones y materiales para su ejecución. En contra tiene que la reparación no es programada, y en gran medida se tiene que hacer un paro total en el equipo para poder intervenir en él. Lo que incrementa por mucho el costo, por la nula producción del dispositivo mientras se repara y por los materiales urgentes de los que se deben de disponer.

El mantenimiento preventivo es el utilizado comúnmente por los usuarios, resulta de las inspecciones periódicas que revelan condiciones de falla y su objetivo es reducir paros de planta y depreciación excesiva. El gasto económico es mayor con respecto al correctivo pero se reducen considerablemente las fallas de los equipos. Se necesita equipo y personal capacitado para poder intervenir y con un plan de mantenimiento prediseñado, la productividad del dispositivo aumenta.

Al final queda el predictivo, que es un mantenimiento comúnmente utilizado por grandes empresas y fuera del alcance del usuario promedio. En este se utilizan equipos altamente sofisticados para el monitorio del dispositivo a evaluar, que por ende son muy costosos. Este mantenimiento se da sin que el dispositivo lo amerite y se basa en gran medida en graficas de comportamiento, para así prevenir un futuro problema.

Analizamos que con respecto al costo originado por los tipos de mantenimiento, el más viable económicamente es el preventivo, que puede ser no tan avanzado ni sofisticado como el predictivo, pero que acompañado de un correcto plan de mantenimiento, nos otorga un mejor rendimiento al comparar la calidad y costo que nos otorga.

Las pruebas de los equipos son calendarizadas. Con ello se puede programar un paro en los equipos, incluso se programar un cambio con antelación, ya sea por desperfecto o por requerirse alguna modificación en el diseño del sistema, todo esto detectado a partir de las actividades del mantenimiento para corregir y evitar fallas antes de que tenga un impacto importante en la distribución o suministro eléctrico.

Referencias bibliográficas

- [1] Juliana Ruiz Giraldo. Diego Alejandro Mayor Cardona. Universidad Tecnológica De Pereira. Facultad De Tecnología. Programa De Tecnología Eléctrica. Pereira. 2013.
- [2] Correa Montoya, Anderson, Giraldo Murcia, Jhon Sebastián Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2014.
- [3] J. Olivares Galván, Miembro IEEE, Marco A. Venegas, Miembro, IEEE, Salvador Magdalena, Miembro IEEE. La Historia del Transformador. 2003.
- [4] Prolec-Ge Internacional, S. De R.L. De C.V. 2009, Manual De Instalación, Operación Y Mantenimiento Transformadores Tipo Subestación, 2010.
- [5] Jhonny Villacís Toasa, Propuesta De Guía Para La Selección De Transformadores De Distribución, Abril 2011.
- [6] Universidad Cutler-Hammer, serie básica 101, modulo 04.
- [7] Mago, María Gabriela; Vallés, Luis; Olaya, Jhon Jairo; Zequera, Martha, Análisis de fallas en transformadores de distribución utilizando ensayos no destructivos y pruebas de tensión mecánicas, Revista INGENIERÍA UC, vol. 18, núm. 2, mayo agosto, 2011, pp. 15-26, Universidad de Carabobo, Valencia, Venezuela.
- [8] Alvarado López Carlos Raúl, Menchaca García Edgar Othón, Rojas Lara Alfredo Desiderio, "Manual De Mantenimiento De Subestaciones De Distribución Del Campus Universitario, U.N.A.M.", México D.F., Agosto 2009.
- [9] Alfredo Camargo Pérez, "Mantenimiento Productivo Total Aplicado A Transformadores Eléctricos Tipo Distribución", IPN.
- [10] Portal de la Secretaria de Economía. Normalización <http://www.economia.gob.mx/?P=204>
- [11] Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones Eléctricas (utilización), pág. 2. D.O.F. Lunes 13 de marzo de 2006.
- [12] Portal de la NFPA: About Us <http://www.nfpa.org/>
- [13] NFPA 70 National Electrical Code, Edition 2008, pág.70-21.
- [14] National Electrical Safety Code (NESC®), pág. 45.

[15] Norma Oficial Mexicana NOM-029-STPS-2005, Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo, Condiciones de seguridad, pág.4.

[16] Norma Técnica de Competencia Laboral CMEC0424.01, Mantenimiento de sistemas eléctricos. Consejo Nacional de Normalización y Certificación de Competencias Laborales, pág. 1.

[17] La Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos, pág. 5

[18] “Acuerdo por el que se dan a conocer los formatos en los que la industria nacional debe declarar el volumen y tipo de generación de residuos peligrosos, señalado en el Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente” Instituto Nacional de Ecología, Pág. 2

[19] Manejo de Solventes y aceites gastados en las centrales de potencia de la C.F.E. Dr. Alberto Jaimes Paredes. Instituto Nacional de Ecología.

[20] NFPA 70B Recommended Practice for Electrical Equipment Maintenance 2002 Edition p.70B-31

[21] Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes (EPER-ESPAÑA).