



REPÚBLICA DE CUBA
MINISTERIO DE EDUCACIÓN SUPERIOR
INSTITUTO SUPERIOR MINEROMETALÚRGICO
"Dr. ANTONIO NUÑEZ JIMÉNEZ"
FACULTAD DE METALURGIA ELECTROMECÁNICA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Diploma

En Opción al Título de

Ingeniero Eléctrico

*Título: Análisis de fallas de transformadores de
distribución de la provincia de Holguín.*

Autor: Maikel Barzaga Rosales.

Tutores: Ing. Antonio Gutiérrez Silva.

Dr. Reynaldo Laborde

Moa 2011- 2012

Año 54 de la Revolución.

Declaración de Autoría

Declaramos ser autores de la presente tesis y reconocemos al Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa Dr. Antonio Núñez Jiménez y a la Empresa Eléctrica de Holguín los derechos patrimoniales de la misma, con carácter exclusivo.

Maikel Bárzaga Rosales

Firma del Autor

Ing. Antonio Gutiérrez Silva

Firma del Tutor

Dr. Reinaldo Laborde

Firma del Tutor

Concebir las nuevas inversiones, el mantenimiento constructivo y las reparaciones capitalizables con soluciones para el uso eficiente de la Energía, instrumentando adecuadamente los procedimientos de supervisión.

Lineamiento 252 de la Política Energética.

Agradecimientos

No pudiera terminar este documento, sin hacer alusión, al enorme orgullo con que llevo la Revolución en mi corazón por haberme ofrecido la posibilidad de estudiar hasta la Universidad. Donde he tenido la dicha de contar con compañeros de manera incondicional que se solidarizan con el trabajo y respecto de sus colegas, con profes sencillos y en especial con personas que llevan un valioso espíritu de trabajo entre los que se encuentran sin duda alguna, mis tutores, a los cuales agradezco las tantas horas de esfuerzo y sacrificio dedicadas a este fin, sin los cuales no hubiese sido posible alcanzar la meta. A ellos que son el impulso de mis días de labor, quisiera hacerle llegar mis más sinceros agradecimientos. Y a mi Dios, que no me dejó solo en ningún momento, Gracias.

Dedicatoria

Quisiera reflejar como constancia en este documento, la fuerza y el amor con la que dedico el resultado de mis cinco años de estudio universitarios a la memoria de mi padre, a mis familiares, a los que haré sentir orgullosos, seguro de que seré un buen profesional en gratificación al apoyo y el cariño que me han ofrecido siempre.

A todos los que me han tendido la mano y con los que he podido contar siempre.

Resumen

En este trabajo se analizaron las principales causas que provocan averías o fallas en transformadores de distribución de la provincia de Holguín. Para esto se analiza el período comprendido desde el año 2003 hasta el 2011; dividido en 3 etapas que son los periodos 2003-2006, 2007-2008 y 2009-2011 cada una con particularidades individuales. Se hace mención a bibliografía existente y disponible en la red de redes "Internet" que puede resultar muy útil en estos temas. Se hace una descripción de la tecnología involucrada: equipos de medición, y transformadores. Se proponen medidas, las cuales aplicadas consecuentemente, se espera converjan en una reducción de la cantidad de los transformadores dañados en el caso de cortocircuito externo y sobrecarga, y en menor medida los quemados por cortocircuito interno. Dicha reducción esperada se encuentra también expresada en términos económicos.

Summary

In this work were analyzed the main causes that cause mishaps or flaws in transformers of distribution of the county of Holguín. For this the period is analyzed; divided in 3 stages that are the periods 2003-2006, 2007-2008 and 2009-2011 each one with individual particularities. Mention is made to existent and available bibliography in the net of nets "Internet" that can be very useful in these topics. A description of the involved technology is made: mensuration teams, and transformers. Are proposed operations which applied consequently, expected they converge in a reduction of the quantity of the transformers damaged in the case of external short circuit and overloads, and in smaller measure the burnt ones for internal short circuit. This prospective reduction is also expressed in economic terms.

Contenido

Introducción.....	1
Capítulo I. Marco Teórico	6
1.1 Resultados de la Búsqueda Bibliográfica.....	6
1.2 Fundamentación teórica.....	10
Capítulo II. Métodos	17
2.1. Caracterización del objeto de estudio.....	17
2.3 Características de los equipos de medición y pruebas.	21
2.4 Métodos investigación empleados.	47
Conclusiones	48
Capitulo III Resultado y Descripción.....	49
3.1 Estudio básico de los períodos 2003-2006, 2007-2008, 2009-2011.	50
Conclusiones	59
3.2 Entrevista a operarios y Plan de Medidas.	60
3.3 Breve análisis técnico económico de los resultados esperados	63
Conclusiones.....	64
Recomendaciones.....	65
Bibliografía	66

Introducción

Con el incremento de la población, se desarrollan nuevas instalaciones, creciendo la demanda eléctrica, a la vez se va extendiendo el sistema electro-energético a las distintas regiones del país; para llevar la electricidad a los lugares distantes existen los sistemas de transmisión y subtransmisión esto es a 220kV; 110kV y 33kV, ya en los diferentes puntos de consumo se requiere disminuir el voltaje a los niveles de utilización, tales como: 110V, 220V y 440V; los transformadores que realizan esta tarea son los de distribución; que en nuestro país utilizan por el primario 2.4kV; y 7,620kV para los transformadores monofásicos y 4.16kV y 13.2kV y 33kV para los trifásicos y en los últimos tiempos forman parte de los sistemas de distribución los monofásicos de 19.1kV por alta tensión.

Las líneas y los transformadores a estos voltajes forman los sistemas de distribución primario y las líneas que llegan a los diferentes hogares forman el sistema secundario.

El sistema de distribución en nuestra provincia está soportado por cantidades de circuitos para cada uno de los municipios, quedando desplegados en cada caso un número específico de kilómetros de líneas. La extensión y necesidades del territorio en cuestión, determinan los kilómetros de líneas y las cantidades de circuitos correspondientes.

Como puedes observarse los transformadores de distribución son decisivos a la hora de brindar el servicio eléctrico a los diferentes clientes. Un transformador de distribución averiado representa clientes sin servicio, pérdidas económicas por sustitución y pérdidas económicas por la energía dejada de servir.

A partir de la revolución energética en los años 2008-2009 y a pesar de los urgentes esfuerzos para condicionar las líneas por el aumento de la carga se produjo un crecimiento en la cantidad de transformadores dañados por sobrecargas, en estos momentos esta situación está resuelta, pero siguen quemándose los transformadores; no solo en la provincia de Holguín sino en todo el país. En la actualidad la provincia Holguín ocupa el lugar quince a nivel nacional (incluyendo todas las provincias y nuestro municipio especial Isla de la Juventud),

mostrando solo peores condiciones la provincia Mayabeque; lugar sumamente rezagado por el alto número de transformadores dañados lo cual ha causado gran preocupación en la Empresa Eléctrica de Holguín. De acuerdo a las estadísticas en los últimos 10 años se dañan un número elevado de transformadores de distribución anualmente. Lo cual aumenta el gasto en reposiciones, este indicador no se ha podido bajar de la media nacional.

La Empresa Eléctrica de Holguín es la encargada de valorar, controlar, administrar e invertir para garantizar menos interrupciones, ahorro en inversiones por la reducción de transformadores dañados, mayor invulnerabilidad del sistema eléctrico y más calidad del servicio eléctrico. Uno de los problemas de más urgencia es precisamente lo siguiente:

De acuerdo a las estadísticas en los últimos 10 años se dañan como promedio 276 transformadores de distribución anualmente con un costo aproximado de \$552 000.00 CUC aunque se realizan pruebas y análisis a los transformadores existentes donde se miden los valores de tierra, cargabilidad y se practican detallados estudios a los transformadores dañados, este indicador no lo hemos podido bajar de la media nacional. La repercusión de un transformador dañado trae como consecuencia muchos daños tanto en las líneas u otros dispositivos eléctricos de la red como en equipos electrodomésticos e industriales que se encuentran ya sea en residencias particulares o estatales.

Otro problema es que la información que llega a los directivos desde la brigada de mantenimiento, no fluye de la manera más clara por malas gestiones establecidas.

Problemas a resolver

Reducción del número de fallas en transformadores de distribución.

Objetivo principal de la investigación

Precisar las causas de las averías de los transformadores eléctricos de distribución para crear un plan de acción que permita reducir dichas averías.

Objeto de Estudio

Las principales causas que originan fallas en los transformadores de distribución.

Campo de acción

Las principales causas que originan fallas en los transformadores de Distribución desde 10 hasta 333 KVA del sector residencial de la Ciudad de Holguín.

Hipótesis de la Investigación

Las medidas planteadas tanto técnicas como organizativas contribuyen a una reducción de transformadores dañados por debajo de la media nacional comprendida en el periodo 2009-2012 y a disminuir la energía dejada de servir.

Objetivos específicos de la investigación

- ❖ Actualizar la información existente en cuanto a características de construcción.
- ❖ Hacer una comparación del comportamiento, ante semejantes condiciones, de las diferentes marcas de transformadores.
- ❖ Reducción de interrupciones.
- ❖ Reducción de la energía dejada de servir.
- ❖ Determinar como funcionan las gestiones relacionada con los transformadores de distribución.

Tareas a realizar

Para realizar este trabajo se crea un plan de acción que permita investigar, analizar, llegar a conclusiones respecto a temas de interés para desarrollar esta labor. Estas acciones proyectadas nos permitirán realizar el trabajo de forma organizada.

- Realizar un estudio del estado del arte sobre trabajos que aborden las fallas de los transformadores en los ámbitos nacional e internacional.

- Describir el objeto de estudio.
- Caracterizar desde el punto de vista técnico, físico y funcional los transformadores actuales.
- Buscar información estadística de los años 2006 hasta el 2011 donde se reflejan las fallas de mayor preocupación de transformadores de distribución.
- Analizar de forma estadística y descriptivamente la información recopilada.
- Realizar entrevistas a operación de prueba y jefe de taller de transformadores, así como a directivos de la Empresa Eléctrica relacionados con el tema.
- Reflejar las pruebas de rutina que nos demuestran el estado correcto de los transformadores.
- Llegar a conclusiones.
- Proponer Medidas para disminuir las rupturas de los transformadores.
- Hacer una valoración técnica económica y el potencial de ahorro.

Aportes del trabajo

El aporte práctico es el plan de las medidas a tomar con respecto a las fallas o averías que generan fallos a los transformadores de distribución. Así como obtener una mejor valoración para la inversión que garantice la fiabilidad y la calidad del sistema eléctrico de Holguín. Estas medidas podrían llevarse a cabo en las restantes provincias, donde existen condiciones semejantes de sobrecargas debido a la revolución energética.

Resultados esperados

- ❖ Menos interrupciones eléctricas.
- ❖ Más calidad del servicio eléctrico.

- ❖ Menos energía dejada de servir.
- ❖ Mayor invulnerabilidad del sistema eléctrico.
- ❖ Ahorro en inversiones por la reducción de transformadores dañados.

Relevancia del Trabajo

La importancia de este trabajo consiste en que se implementa un plan de medidas técnicas soportadas por procedimientos administrativos que permitan un mayor control sobre los transformadores de distribución y delimite los niveles de responsabilidad para tener la posibilidad de periódicamente definir tareas a realizar y responsabilidades individuales.

Capítulo I. Marco Teórico

Introducción

En el presente capítulo se realiza un análisis crítico y se fundamentan teóricamente los diferentes aspectos relacionados con los temas que son discutidos en la bibliografía consultada, con el fin de disponer de los conceptos básicos y de las tendencias actuales que resultan esenciales para el desarrollo del trabajo. Trataremos temas relacionados con el estudio de los transformadores tales como: principio de funcionamiento, partes constructivas, marcas, los procesos que afectan con más frecuencia a estos dispositivos; así como las medidas tomadas, tanto nacional como internacional.

1.1 Resultados de la Búsqueda Bibliográfica

Existen varios artículos, revistas, libros, entre otros, en los que se hace referencia a conocimiento invaluable sobre el funcionamiento, mantenimiento, instalación de transformadores eléctricos de distribución. Dada la importancia de esta máquina; casi desde los inicios de la utilización de la generación eléctrica se han realizado múltiples trabajos relacionados con el tema. Por ejemplo:

En la duodécima edición del libro *una Tecnología Práctica del Impulso al Transformador* el autor Martín J. Heachcote (Martin J. Heathcote, 1998) plantea a cerca de las ventajas y desventajas de las distintas conexiones de los transformadores; lo cual es muy importante con respecto al tipo de carga, ya sea trifásica o monofásica.

En la revista *Electrotécnica* mayo-junio de 1993 por los autores Jorge N. L. Sacchi y Alfredo Rifaldi (Determinación de la sobreelevación de temperatura, 2007) se realiza un análisis del calentamiento de los transformadores. Allí se muestra un

modelo de distribución de temperatura, apoyándose en las guías IEC 354 y 905 proponen modelos matemáticos para juzgar las consecuencias de variaciones cíclicas de la carga, para distintos valores de temperatura del medio refrigerante; también se analizan límites de sobreelevación de temperatura comparando pérdidas con temperatura como variables principales, se apoyan en la guía IEC 76-1.

Según el trabajo realizado por la Ing. Balbis Reyes Ge, una de las principales causas de averías en los transformadores de distribución en la provincia de Holguín es la sobrecarga. En su tesis de diploma ella realiza un estudio acerca de los gráficos de carga de estos transformadores antes y después de la revolución energética, registrados estadísticamente con anterioridad. Aquí ella se da cuenta que ha existido un aumento considerable de la carga por lo cual se debe de tomar medidas al respecto.

Uno de los problemas más graves que afronta el Sector Eléctrico Colombiano, es el alto índice de fallas de transformadores de distribución (CAMPOS, 1990), que para el caso de la región central del país, servida por la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá -EEB-, significó cerca de 983 millones de pesos en el año 1987. De los análisis de fallas realizadas por la EEB, se desprende que un alto porcentaje de las mismas pueden deberse a Descargas Eléctricas Atmosféricas. Este artículo tiene por objeto analizar este tipo de fallas y explicar mediante el concepto de los llamados Lazos Inductivos que tienen su aplicación en los estudios de protección contra rayos directos en pararrayos tipo Franklln; lo que unido a la alta resistividad del terreno, los drásticos cambios de Impedancia en el sitio de Instalación del pararrayos, las variaciones rápidas de la corriente asociadas a los rayos negativos y las tensiones Inducidas por descargas Indirectas, producen sobretensiones hasta ahora no consideradas y de magnitudes Insospechadas en los transformadores de distribución. Como conclusión a este trabajo se plantea un cambio en la filosofía de Instalación de los transformadores de distribución, lo que respaldado por un estudio profundo de los modelos propuestos, puede conducir a una modificación de las normas nacionales

colombianas de Instalación del conjunto transformador-pararrayos, con la consecuente reducción de los costos por quema de los mismos, en cifras anuales que pueden ser del orden de 5 millones de dólares en todo el territorio colombiano. Este trabajo es muy preciso respecto a los análisis de fallas con respecto a descargas atmosféricas, pero para Holguín no es tan urgente puesto que en nuestro territorio la averías de los transformadores a causa de este fenómeno es de bajo porcentaje.

En el trabajo “Especificación, control de calidad, comportamiento y fallas sistemáticas en transformadores MT/BT” (Ing. Industrial op. Electrico Luis García, Ing. Industrial op. Electrica Virginia Mansilla, Ing. Industrial Mecánico Juan Carlos Pertusso Ing. Electricista Leonardo Sosa, 2005) se exponen los aspectos técnicos relacionados con la experiencia adquirida en los últimos años en el área Distribución de, en cuanto a monitoreo de fallas de transformadores y las acciones preventivas impulsadas. Si bien el desarrollo de estudios sistemáticos sólo es posible en una empresa distribuidora, las conclusiones y recomendaciones son extrapolables a cualquier instalación en particular. El desarrollo se centra en el análisis de diversas fallas sistemáticas ocurridas, mostrando los siguientes aspectos:

- Cómo fue posible detectar fallas sistemáticas.
- Cómo se verificó cuales transformadores podían ser susceptibles de tener la falla sistemática.
- Cómo se corrigieron los defectos.
- Qué acciones preventivas se encararon para minimizar la posibilidad de ocurrencia futura de este tipo de fallas.

Las conclusiones destacan la importancia de los ensayos (prototipo, rutina y recepción) para la verificación de la calidad, así como también las modificaciones realizadas en las normas de la familia N.MA45, a los efectos de minimizar la posibilidad de ocurrencia de los defectos mencionados.

Finalmente y como recomendaciones se destacan los aspectos vinculados a una correcta especificación y un adecuado control de calidad.

En el décimo tercer encuentro regional iberoamericano de Cigré (TRANSBA S.A., 2009) realizado en mayo del 2009 un colectivo de autores argentinos planteó una medida relacionada con la instalación de reactores limitadores de corriente de corto circuito. El problema de esto es que se aplica para transformadores de potencia y no para de distribución. Una de las herramientas que conforma el respectivo gerenciamiento de activos es la estadística, para medir efectividad en la gestión y realimentar el proceso de revisión de las estrategias de mantenimiento. En el caso de Transformadores de potencia poseen más de 10 años de estadísticas donde no sólo se analizan en detalle las causas de averías internas sino también todas las desconexiones ocurridas en ese período, cualquiera sea la causa. En el 50 % de los transformadores averiados, el motivo de la falla estuvo originada en los esfuerzos electrodinámicos provocados por cortocircuito en alimentadores de MT cercano a barras del transformador. El objetivo es mostrar la experiencia y poner a discusión las soluciones adoptadas para reducir los riesgos de avería interna por esfuerzos electrodinámicos como así también compartir los resultados obtenidos.

En el manual de usuario de la ABB (ABB, 2007) se realiza un trabajo asociado con las operaciones y los mantenimientos que se le aplican a los transformadores; este trabajo se realizó en el año 2007; aquí encontramos:

- Normas de mantenimiento del aceite aislante.
- Fallas y contra medidas. Aquí citamos las causas de de la falla, tipos de fallas.

En el trabajo realizado en Academia de Desarrollo-Ciencia Investigación (Academia de Desarrollo-Ciencia investigación, 2007)) se menciona que existen una gran variedad de técnicas de diagnóstico en Cambiadores de Tomas en Carga (CTC), algunas de ellas pueden usarse solo con el transformador fuera de línea y otras técnicas con el transformador en línea. Este artículo describe los diferentes métodos de diagnóstico de fallos en CTC y reporta la implementación del método de diagnóstico de la medida de la vibración en la cuba del transformador.

El cambiador de tomas (taps) en carga de un transformador (CTC) está sometido a unos esfuerzos mecánicos y eléctricos importantes; por ello, el CTC es uno de los elementos del transformador con un mayor índice de fallos: de acuerdo a una encuesta internacional el 40% de los fallos del transformador se producen en el CTC. El estado de algunos de los elementos del transformador.

1.2 Fundamentación teórica

Principio de funcionamiento

El Transformador es una máquina eléctrica estática destinada a funcionar con corriente alterna, esta posee un núcleo laminado de hierro alrededor del cual están ubicados dos o más conjuntos de enrollados. A uno de estos enrollados se suministra un voltaje el cual crea un flujo magnético a través del hierro. Este flujo genera una fuerza electromotriz contraria en el primario la cual limita la corriente desde el suministro. El mismo sistema de flujo genera una fuerza electromotriz en el enrollado secundario al cual es conectada a la carga. La potencia es transferida electromagnéticamente desde el enrollado primario hasta el enrollado secundario el cual suministra ésta eléctricamente a la carga. Es decir permite transformar la energía eléctrica, con unas magnitudes de U (Fuerza electromotriz) e I (Intensidad) determinadas, a otros valores en general diferentes.

Principales aspectos constructivos

La construcción de un transformador varía en dependencia de la industria. El arreglo básico es esencialmente el mismo.

El transformador consta de las siguientes partes principales:

- a) Núcleo.
- b) Devanado.
- c) Sistema de refrigeración.
- d) Aisladores pasantes de salida.

Núcleo

Se denomina núcleo del transformador, el sistema que forma su circuito magnético, está constituido por chapas de acero al silicio, modernamente laminadas en frío, que han sido sometidas a un tratamiento químico especial, denominado comercialmente *carlite* que la recubre de una capa aislante muy delgada (0.01 mm) lo que reduce considerablemente las pérdidas en el hierro.

El circuito magnético esta compuesto por las columnas que son las partes, donde se montan los devanados y las culatas, estas son las que realizan la unión entre las columnas. Los espacios entre las columnas y las culatas, por los cuales pasan los devanados de los transformadores, se clasifican en acorazados, en estos los devanados están en su mayor parte abrazados o acorazados con el núcleo magnético y de columnas en los que los devanados son los que rodean casi por completo el núcleo magnético. En el tipo acorazado, las espiras quedan más sujetas, pero el tipo de columnas es de construcción más sencilla y adaptan mejor

a altas tensiones, porque las superficies que han de aislarse es más reducida, por ello es el que más se utiliza en la práctica (excepto en transformadores monofásicos de baja potencia y tensión).

Para los transformadores monofásicos, las secciones de las columnas y culatas son iguales para hacer que la inducción sea la misma en todo el circuito magnético; para los de núcleo acorazado la columna central tiene doble superficie que las laterales ya que por ellas circula doble flujo que las anteriores. Cuando se trata de transformadores trifásicos, el circuito magnético consta de tres columnas idénticas

Las uniones de las columnas con las culatas se denominan juntas y deben tener un espesor, lo más pequeño posible, con el objeto de reducir al máximo la reluctancia del circuito magnético. La culata superior se tiene que poder abrir para poder colocar las bobinas y los aislantes. Las uniones o juntas pueden realizarse a tope (o plana) o bien al solape (entrelazada). En la construcción a tope, las columnas y las culatas se montan separadamente y luego se unen con ayuda de piezas de sujeción. En la construcción al solape todo núcleo magnético se construye de una vez de tal forma que se van ensamblando las chapas con un desfase de posición entre capas sucesivas (pares e Impares) igual a las anchuras de las chapas de las culata, este montaje aunque es más complicado que el anterior permite un aumento de la estabilidad mecánica del conjunto. En cualquiera de los dos casos, existe una zona al lado de la junta, en la que el flujo no sigue la dirección de laminación, esto origina en el caso de chapas de grano orientado, un calentamiento local debido al aumento de pérdidas en el hierro; para evitar esto, las uniones bien sean a tope o al solape no se realizan a 90 grado sino a 45 grado.

Otro aspecto característico de los núcleos, lo muestran las secciones transversales de las columnas; en las transformadores pequeño se construyen de forma cuadrada, sin embargo en la mayoría de los casos, para obtener un mejor aprovechamiento del área anterior de los devanados(de sección circular), la

sección transversal de cada rama tiene forma de un polígono escalonado, con un número mayor de escalones que es tanto mayor cuanto más elevada sea la potencia del transformador. Se dice entonces que la sección es de tipo cruciforme.

Devanados

Constituye el circuito eléctrico del transformador; se realiza por medio de conductores de cobre en forma de hilos redondos o de sección rectangular, cuando se requiere secciones mayores. Los conductores están recubiertos de una capa aislante que suelen ser de barniz en los pequeños transformadores y en el caso de pletinas esta formada por una o varias fibras de algodón o cintas de papel. Según sea la disposición relativa entre los arrollamientos de A. T. (alta tensión) y B. T. (baja tensión), los devanados, pueden ser concéntricos o alternados. En los devanados concéntricos los bobinados tienen formas de cilindros coaxiales; generalmente se colocan más cerca de la columna, el arrollamiento de B. T, ya que es más fácil de aislar que el arrollamiento de A. T. entre ambos devanados se intercala un cilindro de aislante de papel o cartón baquelizado. En los devanados alternados, los arrollamientos se subdividen en secciones o galletas, de tal forma que los devanados de A.T. Y B. T. se suceden alternativamente a lo largo de la columna. Para disminuir el flujo de dispersión, es frecuente que en cada extremo se coloque media bobina, que por razones obvias de aislamientos pertenecen al arrollamiento de B.T.

Sistema de Refrigeración

En un transformador como en cualquier tipo de máquina eléctrica, existen una serie de pérdidas que se transforman en calor y que contribuyen al calentamiento de la máquina. Para evitar que se consigan altas temperaturas que puedan afectar la vida de los aislamientos de los devanados, es preciso dotar al transformador de un sistema de refrigeración adecuado. Para potencias pequeñas, la superficie externa de la máquina, es suficiente para lograr la evacuación de calor necesaria, lo que da lugar a los transformadores en seco

.Para potencias elevadas se emplea como medio refrigerante el aceite, resultando los transformadores en baños de aceite .El aceite tiene una doble misión de refrigerante y aislante, ya que posee una capacidad térmica y una rigidez dieléctrica superior a la del aire. En estos transformadores, la parte activa se introduce en una cuba de aceite mineral.

Aisladores pasantes y otros elementos

Los bornes de los transformadores de media tensión se llevan al exterior de la cuba mediante unos aisladores pasantes (pasatapas) de porcelana, rellenos de aire o aceite. Cuando se utilizan altas tensiones aparecen un fuerte campo eléctrico entre el conductor y el borde del orificio en la tapa superior de la cuba para evitar la perforación del aislador, este se realiza con una serie de cilindros que rodean el borne metálico dentro del espacio cerrado que contiene el aceite. Los pasatapas de A.T y B.T, en un transformador se distinguen por la altura, siendo tanto más altos cuanto mayor es la tensión. Otros elementos que suelen llevar los transformadores es el llamado relé de gas, que protege a la máquina de sobrecargas peligrosas, fallas de aislamientos, etc.

Este relé se conecta en el tubo que une la tuba principal con el dispositivo de expansión, y funciona por el movimiento del vapor del aceite producido por un calentamiento anónimo del transformador que hace bascular un sistema de dos flotadores.

Transformadores en aceite

Dentro de los sumergidos en aceite están los monofásicos y trifásicos. De los monofásicos debemos decir que constan de núcleo y bobinas montados, de manera segura en un tanque cargado con aceite; llevan hacia fuera los terminales necesarios que pasan a través de bujes apropiados. Los *bushing* de alto voltaje son dos, además de un terminal de tierra en la pared del tanque conectada al extremo de tierra del devanado de alto voltaje para usarse en circuitos de varias tierras. El tipo convencional incluye solo la estructura básica del transformador sin

equipo de protección alguna. La protección deseada por sobre voltaje, sobrecarga y cortocircuito se obtiene usando pararrayos e interrupciones primarias de fusibles montados separadamente en el poste o en la cruceta muy cerca del transformador. La interrupción primaria del fusible proporciona un medio para detectar a simple vista los fusibles quemados en el sistema primario, y sirve también para sacar el transformador de la línea de alto voltaje, ya sea manual, cuando así se desee, o automáticamente en el caso de falla interna de las bobinas.

Magnitudes nominales de los transformadores: potencia, tensión, corriente, frecuencia, están enmarcados en la placa de característica que debe estar situada en un lugar de libre acceso.

La potencia nominal del transformador es la potencia en los bornes del devanado secundario, que indica en la placa los kilovoltamperios [kVA.].

La tensión primaria nominal indica si el devanado primario tiene derivaciones, esta se indica especialmente. La tensión secundaria nominal es la tensión en el secundario del transformador y ésta también se marca especialmente en la placa del transformador.

Las corrientes primarias y secundarias del transformador son las indicadas en la placa de características y calculadas por los correspondientes valores de la potencia nominal y las tensiones.

En Cuba para los transformadores monofásicos tienen una capacidad nominal que puede ser de: 10kVA, 15kVA, 25kVA, 37.5kVA, 50kVA, 75 kVA, 100 kVA, 167 kVA, 333 kVA.

Los trifásicos con una capacidad que puede ser de: 25 kVA, 40 kVA, 63 kVA, 160 kVA, 250 kVA, 400 kVA.

Son transformadores para clima húmedo y seco tropical a temperatura ambiente de 10°C a 50°C y con una humedad relativa de un 95% a temperatura de más 35°C a alturas no mayor de 1000 sobre el nivel del mar, no están diseñados donde halla sacudidas.

Los transformadores de distribución entre 10 Kva y 333 Kva en la provincia de Holguín, son de enfriamiento por aceite, una parte de los cuales son construidos en Cuba en la fábrica “Latino”.

Breve descripción de transformadores monofásicos

Los transformadores monofásicos son fabricados tipo acorazado con núcleos traslapados, diseñados para pérdidas bajas en hierro y en cobre .El tanque es cilíndrico y su tapa es asegurada con el sistema aro – tornillo, todos los contornos son redondeados y las superficies horizontales tienen ángulos de declives para evitar el represamiento de agua. Los transformadores se diseñan con dos terminales por alta tensión.

Se fabrican de 10 a 333 Kva. Con tensiones de 2.4 Kv. hasta 34.5 Kv por el lado de alta tensión y hasta 480 V por el lado de baja tensión a una frecuencia de 60 Hz.

Se suministra con radiadores para 75 y 100 kVA. Cumplimos con las normas ANSI C57.12.00 (1993), NRIB 515 (1984).

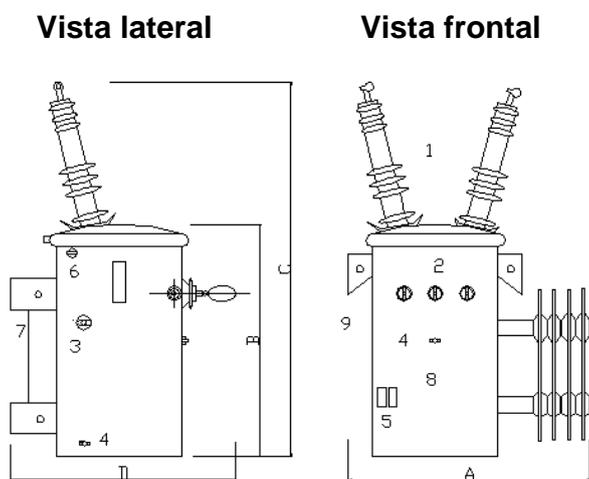


Fig. 1 - Componentes del transformador

Accesorios:

1. Terminales de alta tensión.
2. Terminales de baja tensión.
3. Conmutador de accionamiento exterior.
4. Puestas a tierra del neutro y el tanque.
5. Placa de características.
6. Dispositivo de sobrepresión.
7. Soporte para montar en poste.
8. Marcación de potencia, tensiones y terminales.
9. Dispositivo para izar.

Capítulo II. Métodos

2.1. Caracterización del objeto de estudio

Tipos de causas de fallas

Pueden existir muchas causas que provoquen falla, las más comunes se pueden agrupar en:

Errores en la construcción: Bajo esta categoría se agrupan todos aquellos problemas relacionados con el diseño y construcción del transformador.

Efectos ambientales: A esta clase pertenecen todos aquellos problemas derivados del efecto ambiente en el que opera la máquina. Por ejemplo, es posible que la temperatura sitio donde se ubica la máquina exceda los límites permisibles fijados por el fabricante. Por otra parte, la acumulación de grasas, polvo, químicos o abrasivos puede ocasionar fallas de funcionamiento.

Problemas mecánicos: Son todos aquellos que surgen debido a desperfectos en componentes de tipo mecánico tales como: Interruptores, conectores, fusibles y otros.

Causas de Fallas

Saber las causas de las fallas es imprescindible para tomar medidas que permitan contrarrestarlas. Algunas de estas son:

- Humedad
- Fugas
- Una mala protección eléctrica.
- Una mala instalación.
- Error en la selección del tipo de aislante.
- Capacidad no apropiada.
- Faltas de atención a los lugares de instalación (humedad, temperatura, gases perjudiciales, etc.).
- Instalación incorrecta
- Capacidad y rango de protección del pararrayos, incorrecto.
- Interruptor y relee de protección.
- Imperfecciones en la operación y mantenimiento.
- Partes conductoras externas flojas y calentamiento de las mismas.
- Deterioro del aceite del aislamiento.
- Error en las conexiones de los cables.
- Equivocación en el funcionamiento y descuido en el arreglo de los circuitos de protección.
- Inspección insuficiente de los empaques y de las válvulas.
- Mantenimientos insuficientes a los accesorios.
- Voltaje normal.
- Deterioro normal.
- Desastres naturales.
- Ausencia de carga o presencia de baja carga
- Neutros abierto, aperturas monofásicas y operaciones monopolares.

Explicación de algunas de las causas

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 aceite y el principal efecto es la oxidación. El aceite se oxida por el contacto con el aire y este proceso se acelera por el contacto con metales tales como el cobre el hierro entre otros. 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 las sedimentaciones que se forman sobre los devanados impiden su normal refrigeración. La temperatura del transformador esta directamente relacionada con la duración de los materiales de aislamiento.

La ferrorresonancia no es más que el fenómeno caracterizado por sobrevoltaje y formas de ondas asimétricas las cuales están asociadas con la excitación de una o más inductancias saturables a través de una capacitancia en serie. Esta crea excesivo ruido magnético en el transformador y alta temperatura en el circuito de aceite del transformador.

En el ferromagnetismo existen dos tipos de ciclos de histéresis de un material magnético: estático y dinámico. Los materiales ferromagnéticos presentan, a temperaturas menores que una cierta temperatura T_c , llamada temperatura de Curie, una estructura de dominios magnéticos, que son pequeñas regiones del material dentro de las cuales existe una magnetización espontánea, M_s . En ausencia de campo magnético externo, estos dominios tienen, en general, orientaciones al azar, cancelándose macroscópicamente los efectos magnéticos microscópicos (de este modo se minimiza la energía asociada al campo magnético). En presencia de campos magnéticos externos, los dominios se orientan en la dirección del campo aplicado y también cambian sus tamaños. Si se remueve el campo los dominios no vuelven a sus estados originales, lo que da origen al fenómeno de histéresis en este tipo de materiales.

Debido a las sobrecargas el aislamiento puede deteriorarse por el aumento de temperatura. Este deterioro empeora a través de los años y se convierte en una falla seria cuando el transformador sufre otra carga excesiva.

Fallas

Las fallas producidas por estas causas pueden ser primarias, secundarias. Esto dificulta su rastreo, sin embargo las condiciones de operación en el momento de las fallas, los registros de inspección de los reles de protección de las diversas partes así como el mantenimiento y la inspección regular, ayudara a detectar la causa en muchísimas ocasiones.

Tipos de fallas

- Interrupción dieléctrica.
- Rotura y torsión de los devanados.
- Error en el contacto a tierra.
- Conmutador de derivaciones.
- Aceite de aislamiento saturado.

Fallas externas de los transformadores, en el tanque:

- Fugas de aceite en un empaque.
- Por los bujes de los respiradores, válvulas de sobrepresión termómetros, indicadores, de nivel de aceite, etc.
- Interrupciones dieléctricas repentinas causadas por rallos, tensión anormales, por corrientes excesivas de cortocircuito, por golpes mecánicos, sismos, incendios.

- Deformación de los materiales de aislamiento y del bobinado por causa de un golpe mecánico causados por un corto circuito (CC) externo.
- Aislamiento deficiente entre las laminas del núcleo y el tuvo de aislamiento, etc.
- Aislamiento deficiente de los tornillos de aflojamiento del núcleo

Fallas internas del transformador.

(Devanados)

- ✓ CC entre espiras, entre fases y entre bobinas.
- ✓ Rompimiento de los terminales de los devanados.
- ✓ Cortocircuito a tierra.

(Núcleo)

- ✓ Calentamiento excesivo.
- ✓ Corriente de CC parcial.
- ✓ Deterioro del aceite de los materiales de aislamiento en sus alrededores.
- ✓ Vibraciones perjudiciales.

2.3 Características de los equipos de medición y pruebas.

Descripción del equipo de pruebas del aceite.

El OTS 60PB es un equipo para 0-60 KV, portátil, operado a batería, destinado a realizar pruebas de rigidez dieléctrica del aceite.

Su tamaño y peso lo califican para examinar la calidad del aceite de aislamiento en el mismo terreno. La prueba de rigidez dieléctrica que realiza es un factor importante en la decisión de conservar o reemplazar el aceite. El voltaje de ruptura es medido, promediado y mostrado en pantalla bajo el control de un programa interno de secuencias. También proporciona una prueba rápida de "Pasa/No pasa".

Es un equipo autónomo contenido en un estuche práctico completo con sus accesorios: vasos con tapa, un cargador de batería operado por la red, conexión para vehículo de 12 V. y un calibre para medir la separación de los electrodos. Electrodo esférico de 15 mm de diámetro son estándar y opcionalmente pueden suministrarse de tipo callampas cilíndricas.

El instrumento está incluido en una caja metálica que constituye envoltura equipotencial para los circuitos de alto y bajo voltaje. Una puerta de acceso permite la introducción de la muestra de aceite que se desea probar y posee un dispositivo de seguridad por medio de dos interruptores de desconexión automática conforme a la norma BS 5304. La acción de llevar la puerta hasta su posición horizontal eleva los electrodos y el agitador para facilitar la introducción del vaso lleno el aceite.

Los vasos para el aceite son transparentes y resisten hasta 180°C. Una tapa bien ajustada impide la entrada de contaminantes después de limpieza y llenado. La superficie de trabajo dentro del área de pruebas se puede limpiar fácilmente de derrames o contaminación.

Es completamente portátil con su propia batería recargable incorporada. La pantalla contiene un recordatorio para recargar la batería cada 6 meses. El tiempo nominal de funcionamiento continuo es de 12 horas lo cual significa que el instrumento puede utilizarse durante muchas semanas sin necesidad de recargarlo con un uso intermitente normal.

Los electrodos de prueba de alto voltaje son del tipo y dimensiones especificadas en la mayoría de las normas nacionales. El ajuste de la separación de los electrodos y su limpieza es fácil y cómodo. Es fácil obtener electrodos de otra forma para satisfacer diferentes normas.

Cuando las instrucciones especifican que el aceite debe ser agitado, una pequeña paleta plástica gira dentro del aceite para eliminar el carbón producido por la descarga en el momento de ruptura. Se emplean dos métodos de detección de la ruptura de aceite y son lo suficientemente sensibles como para eliminar la necesidad de observar el momento de la chispa transiente como lo establecen algunas normas.

El tablero de control tiene un botón ON/OFF y tres teclas blandas para seleccionar todas las pruebas. Un switch en la parte posterior desconecta la batería cuando se guarda por periodos de más de 6 meses.

La selección del idioma y de las normas nacionales o propias del usuario así como también las pruebas rápidas "Pasa/No pasa" (Pass/Fail) son todas seleccionadas y operadas desde una pantalla LCD. También incluye recordatorios de colocar el vaso, usar los electrodos apropiados y ajustar la separación necesaria.

El instrumento se desconecta automáticamente unos 25 minutos después haber completado una prueba a fin de conservar la vida de la batería 7 a. Los últimos resultados pueden recuperarse de la memoria no-volátil después de esta desconexión.

Al final de cada prueba se promedian los resultados individuales de la secuencia y se calcula la desviación estándar que se muestra en la pantalla. Los valores individuales de ruptura pueden revisarse si se desea.

El OTS 60PB sigue las secuencias de pruebas de aceite descritas en muchas normas nacionales y otras especificaciones, entre las cuales están: Inglesas BS 148, BS 5730a, BS 5874; Internacional IEC 156, Norteamericana ASTM D877, ASTM D1816, Alemana VDE 0370, Francesa NFC 27, Española UNE 21, Italiana CEI 10-1, Rusa TOCT 6581, Sud-Africana SABS 555, Austral AS 1716 e Instituto de Petróleo IP 295.

Es posible realizar dos tipos de pruebas rápidas de una muestra de aceite. La base de estas pruebas consiste en someter la muestra a un voltaje determinado durante un lapso definido (1 minuto) para ver si soporta el voltaje. En una de las pruebas el voltaje se quita después de unos minutos, en la otra el voltaje sigue subiendo después del minuto hasta que produce la ruptura o se llega al valor

máximo establecido. Pueden prepararse pruebas de acuerdo a las exigencias propias de usuario y después pueden ser repetidas cuando se quiere probar rápidamente el aceite condiciones fijas conocidas.

Comprobador de Resistencia de Aislamiento

El MIT 520 es un comprobador de aislamiento de 5kV controlado por un microprocesador con una capacidad de medición de hasta 15 TΩ. El dispositivo realiza pruebas automáticas y cuenta con funciones de almacenamiento y recuperación de datos.

Las pruebas de índice de polarización y descarga dieléctrica se realizan de modo automático. La duración y el voltaje de las pruebas pueden ajustarse de acuerdo con las preferencias del usuario. Puede realizarse una prueba de voltaje escalonado (por pasos) de modo automático, con un voltaje predeterminado de 1kV y una duración de la prueba de 5 minutos. Para la prueba de voltaje escalonado, el usuario puede establecer voltajes y duraciones de la prueba diferentes.

El MIT 520 puede recibir corriente desde la red eléctrica o a través de su propia batería interna recargable, que permite al menos 4 horas de prueba ininterrumpida. Un indicador del nivel de la batería en el visor LCD indica la capacidad de la batería. Al conectar el dispositivo a la red eléctrica, la batería se carga automáticamente, con independencia de que el dispositivo esté encendido o apagado (interruptor en "on" u "off", respectivamente), excepto durante la prueba. Un nivel elevado de aislamiento interno permite usar el dispositivo mientras la unidad recibe corriente desde la red eléctrica. Un sistema interno de administración de la batería apaga el dispositivo al cabo de diez minutos de inactividad. Si la batería se aproxima a un nivel de carga muy bajo, el dispositivo se apaga, y antes de poder volver a utilizarlo, deberá recibir corriente de la red eléctrica. Cuando el dispositivo se apaga, los resultados de las pruebas registrados y la configuración no se pierden. Un completo visor LCD muestra las

mediciones de resistencia, corriente, capacitancia, constante de tiempo, voltaje, temporizador, y la cifra de mérito, como el índice de polarización.

Descripción de la mesa de pruebas

Existe una mesa de prueba que está constituida por varios dispositivos tales como una maleta analógica la cual mide la corriente, el voltaje y la potencia con que alimenta al transformador en prueba; un multímetro que mide a la salida del transformador y un equipo de alto voltaje que es el que suministra energía a voltaje sostenido al dispositivo en prueba. Aquí en esta mesa se realizan cuatro pruebas fundamentales para el diagnóstico:

- ✚ De corto circuito.
- ✚ De relación de transformación.
- ✚ De polaridad.
- ✚ De excitación.

A continuación le mostraremos como se conecta el transformador a esta mesa analógica en las diferentes pruebas.

Pruebas

En el taller de transformadores perteneciente a la Empresa Eléctrica de Holguín se le aplican algunas pruebas a los transformadores, algunas de estas descritas a continuación. Así como otras realizada a nivel internacional que se proponen para ser sometidas a valoración.

Prueba de relación de transformación.

Para realizar esta prueba se utiliza el método de bajo voltaje o voltaje reducido; aplicándole al transformador bajo prueba la tensión de 240 v por el lado de alto voltaje tomando la lectura de un voltímetro V1 que se sitúa en el área de mediciones y se conecta con el secundario del transformador por medio de dos conectivos de tal forma que: del área de mediciones saldrán 5 cables flexibles hacia el área de prueba; tres de alimentación y dos de mediciones ver Fig.1 para transformadores monofásicos.

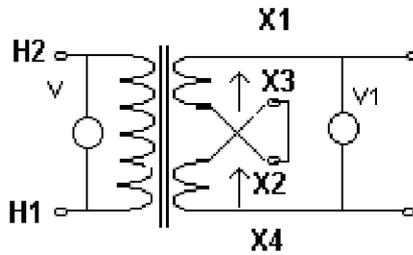


Fig.1 Esquema de conexión.

A continuación se describirán los pasos a seguir para realizar esta prueba.

- Conecte las fases A y B de la maleta a los terminales H1 y H2 del transformador y el voltímetro V1 a los terminales X1- X4. Haga el puente X2X3 si no existe. Ponga el cambia TAP en el #3 cierre todas las puertas y compruebe que ha seleccionado correctamente el factor de escala de V1 y de V. Los selectores deben estar según la tabla:

Selector:

- B1.Desconectado (hacia arriba)
 - B2. En potencia activa +W
 - B3. En AB (para monofásico)
 - B4. En 10 Amperes y luego ir bajando.
 - B5.En IB (para monofásico)
 - B6.En 600V (ir bajando si es necesario).
- Oprimir el botón KY cerciorándose de que los semáforos estén encendidos.
 - Accionando el chuchó K y chequeando el voltímetro V de la maleta, ajuste la tensión de prueba al valor de 240 volts. Tome la lectura de V1 y compruébelo con la tabla T1.
 - Repita las pruebas para los cuatro tap restantes.
 - Si el valor obtenido esta dentro de los limites del +/-5%., anote OK en el protocolo de pruebas.

- Por medio del chucho K baje el voltaje de prueba a cero, desconecte la alimentación por medio de Kyo, abra la puerta y desconecte el transformador.
- Si durante las pruebas aparece un valor significativo de corriente en el amperímetro, esto indica que el transformador esta averiado.

Tabla #1 PRUBAS A TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.
VALORES ADMISIBLES

U _{nominal} Volt	# fases	U _{alimentación}		U _{medición}	
		Volt	fases	Volt	fases
7620/120-240	1	240	H ₁ -H ₂	07.50	X ₁ -X ₃
7620/ 240-480	1	240	H ₁ -H ₂	15.12	X ₁ -X ₃
2400/120-240	1	240	H ₁ -H ₂	24.00	X ₁ -X ₃
2400/ 240-480	1	240	H ₁ -H ₂	48.00	X ₁ -X ₃
13200/480	3	240	ABC	08.72	ab=bc=ca
13200/216	3	216	ABC	03.53	ab=bc=ca
4160/216	3	216	ABC	11.21	ab=ca =ca
4160/480	3	240	ABC	27.70	ab=bc=ca
13800/480	3	240	ABC	08.30	ab=bc=ca
13200/400	3	240	ABC	07.27	ab=bc=ca
13800/400	3	240	ABC	06.95	ab=bc=ca

Prueba de polaridad.

Pasos a seguir para realizar esta prueba:

- Conecte la alimentación, fases A Y B de la maleta a los bornes H1 Y H2 del transformador bajo prueba, haga los puentes H1X4 y X2X3 (si no existiera).
- Conecte el voltímetro V1 entre los terminales H2X1 del transformador y seleccione un factor de escala para V1 de tal forma que pueda medir mayor que 240V por ejemplo 300V, los selectores B1 y B6 se mantienen como en la prueba de relación. Ver Fig. 2

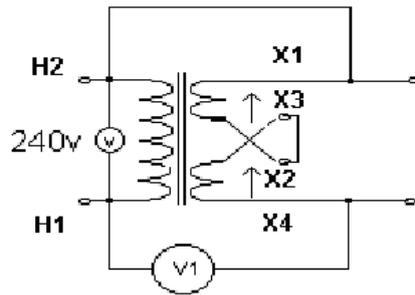


Fig.2 Esquema de conexión.

- Sitúese en el área de mediciones, cierre las puertas y conecte la mesa por intermedio del botón Ky.
 - Accionando el chucho K, y chequeando el voltímetro V de la maleta, ajuste la tensión de prueba al valor de 240V. Tome la lectura de V1:
- Si $V1 > 240$ El transformador es aditivo.
- Si $V1 < 240$ El transformador es sustractivo.
- Anote los valores en el protocolo de pruebas.
 - Por medio de K baje a cero el voltaje de alimentación, oprima Kyo , abra la puerta y desconecte el transformador.

Prueba de cortocircuito.

Pasos a seguir para realizar esta prueba:

- Conecte la alimentación, fases A y B de la maleta a los bornes H1 y H2 del transformador bajo prueba, haga los puentes X1X4 y X2X3 (si no existiera).

Ver Fig. 3

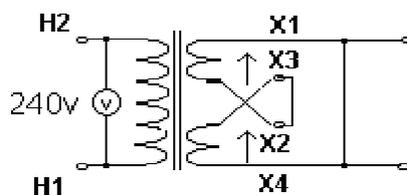


Fig.3 Esquema de conexión.

- Sitúese en el área de mediciones, cierre las puertas y conecte la mesa por intermedio del botón Ky.
- Accionando el chucho K, y chequeando el voltímetro V de la maleta, ajuste la tensión de prueba a un valor tal que haga circular por el devanado primario del transformador bajo prueba la corriente nominal (según el valor en la tabla 3). Tome la lectura del amperímetro, voltímetro y vatímetro de la maleta; los que corresponden con la corriente de cortocircuito, el voltaje de cortocircuito, y la potencia de cortocircuito o pérdidas de hierro respectivamente. Con el valor del voltaje de cortocircuito busque en la tabla 3 el valor de la impedancia de cortocircuito.
- Anote los valores en el protocolo de pruebas.
- Por medio de K baje a cero el voltaje de alimentación, oprima Kyo, abra la puerta y desconecte el transformador.

Tabla #3 pruebas a transformadores de distribución.

VALORES ADMISIBLES

Potencia KVA	Corriente nominal Ampere		Pérdidas Corto circuito Watt	$V_{CC} \% = Z_{CC} \%$	Pérdidas totales Watt
	7620	2400			
5	0.66	2.40	115	2.5 - 3	155
10	1.31	4.16	215	2.5 - 3	290
15	1.97	6.25	255	2.5 - 3	340
25	3.20	10.41	345	2.5 - 3	465
37.5	4.92	15.16	510	2.5 - 3	660
50	6.56	20.83	700	2.5 - 3	900
75	9.87	31.25	940	3 - 3.5	1200
100	13.12	41.666	1180	3 - 3.5	1500

Prueba de excitación.

Pasos a seguir para realizar esta prueba:

- Conecte las fases A y B de la maleta de alimentación a los bornes X1 y X3(X4) del transformador bajo pruebas. Manteniendo en circuito abierto el lado de alto voltaje.

Ver Fig. 4

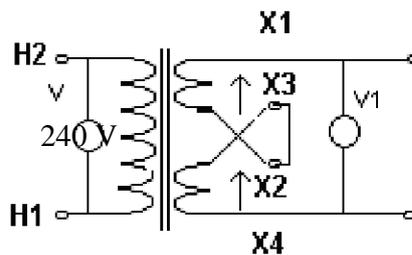


Fig.4 Esquema de conexión.

- Haga el puente X2X3 (si no existiera), sitúese en el área de mediciones, cierre las puertas oprima el botón de alimentación Ky.
- Accionando el chucho K ajuste el voltaje de alimentación hasta 240V a la vez que va chequeando el valor de la corriente en el amperímetro de la maleta, si este valor excede los de la tabla #2, detenga la prueba y certifique en el protocolo de pruebas NO APTO. Si es menor continúe elevando el voltaje de alimentación hasta alcanzar 240V. Actúe sobre los selectores de factor de escala B4 Y B6 si es necesario. Anote el valor de la corriente de excitación I_0 y las pérdidas de vacío P_0 (perdidas de cobre) en el protocolo de pruebas. Estos valores deben coincidir con los indicados en la tabla #2.
- Por medio de K baje a cero el voltaje de alimentación, oprima Kyo, abra la puerta y desconecte el transformador.

Evaluación de la cargabilidad y tiempo de vida útil de los transformadores

Para evaluar la cargabilidad y la vida útil de los transformadores utilizamos un modelo descrito en y que detallamos a continuación:

Para el desarrollo de este modelo partimos del análisis del régimen estacionario de calentamiento de un transformador. En este régimen la carga del transformador se considera constante y el tiempo de funcionamiento del transformador es suficientemente largo como para que todas sus temperaturas se encuentren en equilibrio térmico. Para este régimen es válido que toda la potencia generada en el núcleo y el devanado del transformador sea entregada a la atmósfera.

La potencia disipada en el transformador se puede calcular como:

$$P_t = P_{fe} + k_u^2 P_{cu}$$

Donde:

P_t – Potencia total disipada en el transformador

P_{fe} – Potencia disipada en el núcleo del transformador.

✓ k_u – Factor de utilización del transformador

P_{cu} – Potencia disipada en el cobre del transformador.

$$K_u = \frac{S}{S_n}$$

S - Potencia aparente del transformador en el régimen de carga dado.

S_n – Potencia nominal del transformador.

Por su parte la potencia que se entrega al medio ambiente a través de las paredes del transformador también se divide en dos componentes, potencia entregada por

convección y potencia entregada por radiación. De esta forma el flujo de potencia q entregada a la atmósfera por unidad de superficie se puede calcular de la siguiente forma:

$$q = q_r + q_c = a_r \cdot IT + a_c \cdot IT$$

q – Potencia entregada a la atmósfera por unidad de superficie

q_r – Potencia cedida por radiación.

q_c – Potencia cedida por convección

a_r – Coeficiente térmico de radiación

a_c – Coeficiente térmico de convección

IT – incremento de la temperatura del transformador sobre la temperatura ambiente.

$$IT = T_t - T_a$$

T_t – Temperatura del transformador

T_a – Temperatura ambiente

Si para el transformador se conoce la superficie del tanque entonces la potencia total entregada a la atmósfera por el transformador se obtiene como:

$$Q = q \cdot A$$

A – Área de contacto del transformador con la atmósfera

Los valores de a_c y a_r se presentan en la tabla 1.1 a continuación

Tabla # 4 Valores de los coeficientes térmicos de convección y radiación en función del incremento de temperatura.

IT (°C)	a c	a r
5	3.34	4.5
10	4.42	5.11
15	4.86	5.52
20	5.03	5.85
30	5.72	6.3
40	6.1	6.66
50	6.4	6.92
60	6.64	7.2
70	6.86	7.4
80	7.04	7.59
90	7.2	7.8
100	7.35	7.93

Si partimos de la premisa de que en régimen de equilibrio térmico toda la potencia generada en el transformador es disipada a la atmósfera:

$$P_t = Q$$

$$P_t = (q_r + q_c) * A * (T_t - T_a)$$

$$T_t = \frac{P_t}{(q_r + q_c) * A} + T_a$$

O sea conociendo la temperatura ambiente y las características del transformador podemos determinar la temperatura de equilibrio del transformador para el régimen de carga nominal.

Podemos observar las temperaturas de equilibrio del aceite, la media del devanado y la del punto más caliente del devanado, obteniendo para carga nominal los siguientes valores:

$$T_t = 58^\circ\text{C}$$

$$T_d = 95^\circ\text{C}$$

$$T_{pc} = 108^\circ\text{C}$$

Podemos observar que para este transformador a temperatura ambiente de 28°C la temperatura del punto mas caliente del devanado en condiciones nominales de explotación es de 108°C o sea que sobrepasa en 3°C la máxima admisible, mientras que la temperatura del aceite es de 58°C

Resultando que, en régimen de equilibrio, la temperatura máxima admisible del aceite es de 55°C , existiendo la necesidad de evaluar los posibles cambios en la velocidad de envejecimiento del aislamiento. Es de esperar que para un régimen de carga variable la temperatura máxima del aceite esté por debajo de los 55°C . Para conocer la temperatura de equilibrio en regímenes de trabajo diferentes al nominal son validas las siguientes expresiones:

$$\frac{IT_{csa}}{IT_{csa n}} = \left(\frac{q_{ac}}{q_{ac n}} \right)^m$$

IT_{csa} – Incremento de la temperatura de las capas superiores del aceite en régimen de trabajo diferente al nominal.

$IT_{csa n}$ – Incremento de la temperatura de las capas superiores del aceite en régimen nominal.

q_{ac} – Energía térmica disipada por el aceite en condiciones de carga diferente a la nominal

$q_{ac n}$ – Energía térmica disipada por el aceite en condiciones nominales

m – Coeficiente empírico que para transformadores con sistema de enfriamiento tipo ONAN es igual a 0.9.

$$\frac{q_{ac}}{q_{acn}} = \frac{P_{fe} + k_u^2 P_{cu}}{P_{fe} + P_{cun}}$$

Dividiendo el divisor y el dividendo de la parte derecha de la ecuación anterior por P_{fe} obtenemos:

$$\frac{q_{ac}}{q_{acn}} = \frac{1+d \cdot k_u^2}{1+d}$$

Donde

$$d = \frac{P_{cu}}{P_{fe}} \quad \text{- relación entre las pérdidas del cobre y del hierro del transformador}$$

Sustituyendo 1.12 en 1.10 y despejando el incremento de la temperatura de las capas superiores del aceite en régimen diferente al nominal obtenemos:

$$IT_{csa} = IT_{csan} \left(\frac{1+d \cdot k_u^2}{1+d} \right)^m$$

El incremento de la temperatura del devanado puede ser obtenido como:

$$IT_{pmc} = (T_{m_{pmc}} - (IT_{csa} + T_a))$$

$T_{m_{pmc}}$ – Temperatura de trabajo del devanado (98°C)

T_a – Temperatura ambiente

Evaluación del envejecimiento relativo del aislamiento

El envejecimiento relativo no es más que el desgaste que acumula un transformador con un régimen de carga dado durante una unidad de tiempo. En nuestro caso se calcula el envejecimiento relativo acumulado por el transformador durante el día de mayor sobrecarga. Este envejecimiento relativo cuando es igual a 1 significa que el transformador se encuentra trabajando en condiciones óptimas y el tiempo de vida útil del mismo sería igual al tiempo de vida para el cual está

construido. Si es menor que la unidad significa que está subutilizado y el tiempo de vida real será superior al nominal. Y en caso de ser superior a la unidad significar que esta sobrecargado y por tanto durará menos que lo previsto por el fabricante.

Debemos tener en cuenta que la velocidad de envejecimiento del aislamiento del transformador trabajando a temperaturas del punto más caliente del devanado, superiores a 98°C (hasta 140°C) se duplica por cada 8°C de incremento de la temperatura para transformadores nuevos y por cada 6°C para transformadores con vida útil agotada, no obstante la aceleración del calentamiento por temperaturas superiores a los 98°C puede ser parcialmente compensada con el retardo del envejecimiento para temperaturas de trabajo inferiores a los 98°C por lo que temperaturas superiores incluso a los 105°C máximos de trabajo del aislamiento pueden ser permitidas en condiciones normales siempre que el envejecimiento relativo del aislamiento de los transformadores no sobrepase la unidad y se garantice que en el régimen de calentamiento dado el transformador tenga un vida útil igual a la vida útil nominal definida por el fabricante.

De esta forma, hacer un evaluación del envejecimiento relativo del aislamiento nos permite tomar decisiones sobre la factibilidad o no de mantener trabajando el transformador en regímenes de trabajo aun cuando la temperatura máxima del punto mas caliente del devanado sobrepase los 105°C y la velocidad de envejecimiento del aislamiento puede ser calculada por la expresión experimental (a partir de pruebas de envejecimiento) mostrada a continuación:

$$V=e^{(0.1155 \cdot (T_{pmc} - 98^{\circ}\text{C}))}$$

Esta expresión nos permite obtener que para temperaturas máximas del punto mas caliente del devanado de 98°C la velocidad de envejecimiento es la siguiente:

$$V(98^{\circ}\text{C}) = 1$$

Mientras que para temperaturas de 151°C (sólo para ilustrar el ejemplo ya que dejamos claro que esta temperatura es inadmisibles aunque algunos autores y en algunas condiciones muy excepcionales se permite hasta 150°C).

$$V(151\text{ °C}) = 455$$

Nótese que el envejecimiento del devanado a 151°C ocurre con una velocidad 455 veces superior a la nominal. Un transformador trabajando a tiempo completo con esta temperatura del punto más caliente duraría unos 19 días.

Conociendo la velocidad de envejecimiento del aislamiento para diferentes temperaturas de trabajo podemos calcular el envejecimiento relativo del aislamiento del transformador.

$$Er = \frac{\sum(Vi * ti)}{2}$$

Vi – velocidad de envejecimiento del aislamiento para una temperatura i

ti – tiempo de duración de la temperatura i (horas)

Er – Envejecimiento relativo [días/día]

Algunos ensayos y métodos básicamente experimentales, para determinar el estado de los transformadores.

Cálculo del transitorio térmico

Para el cálculo del transitorio térmico se utilizan los criterios expuestos en la norma VDE 0536 3.77 (Norma DIN 57536) - Cargas admisibles en transformadores en aceite (edición marzo de 1977).

En esta norma se han establecido ciertas hipótesis simplificadas alguna de las cuales se indican a continuación:

La temperatura del aceite crece en forma lineal a lo largo del bobinado.

La sobretemperatura media del bobinado crece a lo largo del arrollamiento en forma lineal y paralelamente a la sobretemperatura del aceite, con una diferencia constante entre las dos rectas.

La sobretemperatura del aceite en la capa superior, que se determina durante el ensayo de calentamiento, se desvía de la sobretemperatura del aceite a la salida del bobinado, en rigor el aceite en la capa superior es una mezcla integrada por diversas corrientes de aceite. Estas diferencias son tan pequeñas que el procedimiento utilizado para los cálculos mantiene su validez.

La sobretemperatura media del aceite es idéntica para todos los bobinados.

El programa de computación IEC354D con las condiciones climáticas adoptadas y los datos de generación de la turbina y del generador eléctrico, entrega un archivo con los datos del transformador que se está considerando y además la temperatura y carga relativa horaria a lo largo de un año.

El factor de punto caliente HSF que se introduce como dato es el sugerido por la norma IEC 354 para el tipo de máquina que se considera, igual a 1.1 para transformadores de distribución y 1.3 para transformadores de potencia, se destaca que este factor mantiene los mismos valores en la norma (IEC 60076), este factor multiplicado por la diferencia de temperatura entre el arrollamiento y el aceite determina el gradiente entre el punto caliente y el aceite superior.

El programa de computación VDE536R con este archivo de datos que contiene los valores de sobretemperatura media del devanado, de sobretemperatura del aceite superior, y de sobretemperatura media del aceite para la condición nominal, calcula un valor $AUX = DTTO + DTMW - DTMO$ que es la sobretemperatura superior del devanado, y hace $HSF = DHSR / AUX$, siendo DHSR la sobretemperatura máxima admisible para el punto caliente (78 °C), y en la tabla de resultados muestra este factor del punto caliente que determina el gradiente entre el punto caliente y el devanado superior.

También se determina la sobretemperatura del aceite superior y del punto más caliente en función de la carga, utilizando los exponentes del aceite (x) y del

arrollamiento (y) introducidos como datos, y se determina el consumo de vida útil, tanto por hora como para el total del ciclo anual, finalmente con los valores obtenidos se puede construir un gráfico de la carga y temperaturas en función del tiempo.

Determinación de la sobreelevación de temperatura. Transformadores inmersos en aceite.

La verificación de la potencia nominal se debe hacer mediante el ensayo de calentamiento en el que se controla la carga y la sobret temperatura.

Este ensayo debe hacerse respetando las condiciones nominales, y como esto no siempre se logra los resultados obtenidos deben ser corregidos para referirlos precisamente a estas condiciones.

Para determinar la sobreelevación de temperatura la norma IEC 76-2 propone, por razones prácticas, el método de ensayo en cortocircuito.

Este método consiste en alimentar el transformador con tensión reducida haciendo circular cierta corriente, hasta alcanzar el estado de régimen térmico correspondiente a las pérdidas, (que se determinan previamente mediante dos ensayos separados vacíos y cortocircuito).

El objetivo de la prueba es:

1. Determinar la sobreelevación de temperatura del aceite en la capa superior, y la sobreelevación media del aceite.
2. Determinar la sobreelevación media de temperatura de los devanados respecto al aceite.
3. La sobreelevación del devanado respecto del ambiente se obtiene como suma de las sobreelevaciones de temperaturas antes determinadas.

Para lograr estos objetivos la prueba se hace en dos pasos:

1. Las sobreelevaciones de temperaturas del aceite en la capa superior y promedio se determinan suministrando las pérdidas totales, en consecuencia se hace circular una corriente superior a la nominal, para producir una cantidad

adicional de pérdidas correspondientes a las de vacío, hasta alcanzar el régimen térmico

Esto se logra incrementando la corriente en la proporción que se indica.

$$P_{cc} \times K^x = P_{cc} + P_o$$
$$K = \sqrt[1 + \frac{P_o}{P_{cc}}]$$

En estas condiciones las sobreelevaciones de temperatura de los devanados son más altas que las que corresponden al funcionamiento en condiciones de carga normal.

La prueba en cortocircuito, faltando el flujo principal del circuito (en rigor muy reducido), no reproduce fielmente las condiciones reales de funcionamiento.

En efecto, en condiciones reales de servicio se presentan las pérdidas en el hierro y además se pueden presentar alteraciones puntuales del campo en el circuito magnético, provocando saturaciones locales con los consiguientes efectos térmicos.

2. La sobreelevación de temperatura media de los devanados sobre el aceite se obtiene haciendo circular la corriente nominal hasta alcanzar el régimen térmico.

Si no se pueden lograr durante el ensayo los valores especificados de pérdidas y de corriente, se considerarán los mismos como válidos si se realizan dentro de $\pm 20\%$ del valor de las pérdidas totales y $\pm 10\%$ de la corriente correspondiente al funcionamiento nominal.

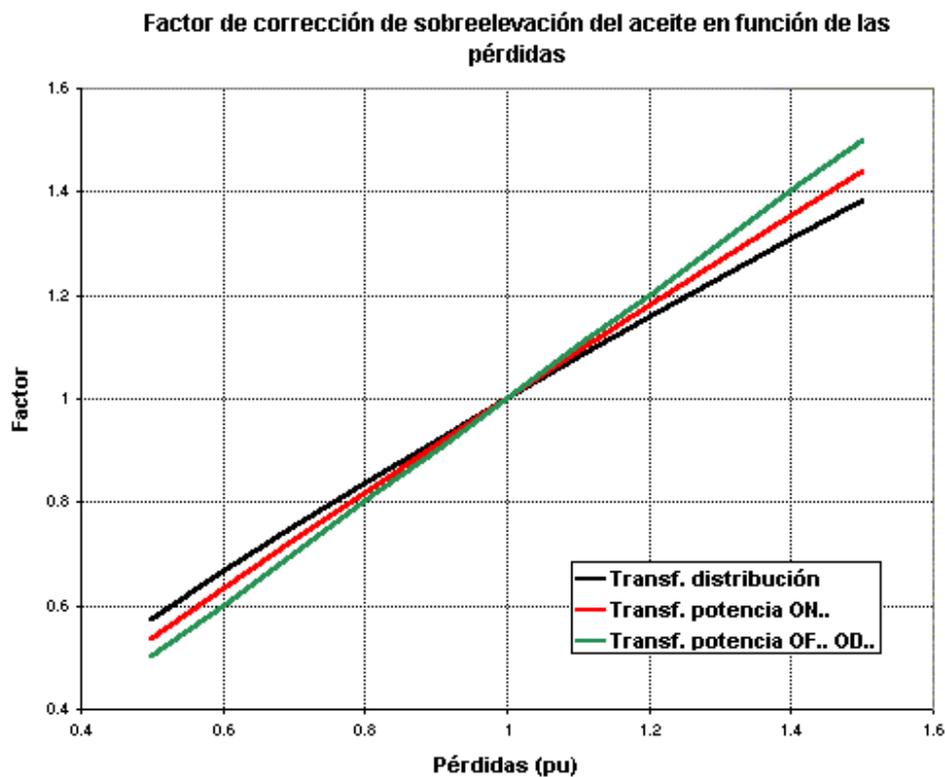
Para estos casos la norma establece las fórmulas que permiten ajustar los resultados a las condiciones normales.

Como ya visto para corregir la sobreelevación de temperatura del aceite determinada durante las condiciones del ensayo a condiciones normales, se multiplica este valor por la relación entre las pérdidas totales y de ensayo elevado a un exponente "x".

Para corregir la sobreelevación de temperatura media de los devanados determinada durante las condiciones de ensayo a condiciones normales, se multiplica este valor por la relación entre la corriente nominal y de ensayo elevado a un exponente "y".

4) Cuando corresponde hacer el ensayo para el tope de máxima corriente (entregando la potencia nominal), este es el valor de corriente que se debe utilizar.

Tabla # 5 Factores de corrección de sobreelevación del aceite en función de las pérdidas.



Muestra el factor de corrección de la sobreelevación de temperatura del aceite en función de las pérdidas en por unidad para distintos tamaños de transformadores y tipos de refrigeración.

Límites de sobre elevación de temperatura

La IEC 76-1 para transformadores de potencia fija los límites de temperatura normales (-25 °C y 40 °C). Con respecto a los transformadores inmersos en aceite refrigerados con aire la IEC 76-2 establece que las condiciones de temperatura del lugar de instalación no deben exceder 30 °C de promedio mensual durante el mes más caluroso ni 20 °C de promedio anual.

Si las condiciones de temperatura exceden uno de estos valores, los límites de sobreelevación de temperatura se deben reducir en la misma proporción.

Por ejemplo para un transformador de 100 MVA refrigeración natural en aceite para una temperatura promedio anual de 20 °C corresponden sobreelevaciones de 60 K para el aceite y 65 K para el devanado, si la temperatura promedio anual es de 27 °C las sobreelevaciones deberán limitarse a 53 K y 58 K respectivamente, en estas condiciones y suponiendo proporcionalidad entre las pérdidas y los saltos de temperatura, se puede hacer la siguiente relación:

$$\frac{P_{cc} \times K^2 + P_o}{P_{cc} + P_o} = \frac{\Delta\theta_K}{\Delta\theta_n}$$

Donde:

P_{cc} : pérdidas en carga totales

K: estado de carga en valor relativo

P_o : pérdidas en vacío

□ □ K : salto de temperatura para el estado de carga K

□ □ n : salto de temperatura para la condición nominal

Despejando K resulta:

$$K = \sqrt{\left(\frac{\Delta\theta_K}{\Delta\theta_n} - \frac{P_o}{P_{cc}} \times \left(1 - \frac{\Delta\theta_K}{\Delta\theta_n} \right) \right)}$$

Aplicando esta fórmula a los datos del ejemplo y suponiendo la relación pérdidas en vacío a pérdidas en cortocircuito igual a 1/5 resulta un valor de K comprendido entre 0.927 y 0.933 según se aplique a las sobreelevaciones del aceite o del devanado.

En consecuencia la potencia que el transformador puede entregar deberá reducirse en estos valores.

Si se supone que las pérdidas en vacío son nulas los correspondientes resultados son 0.940 y 0.945 respectivamente, observamos que al calcular el factor de reducción que se debe aplicar a la potencia nominal por condiciones no normales, es importante tener en cuenta la relación de pérdidas (vacío/ carga).

(2007)

Utilización de los resultados de ensayo

El ensayo de calentamiento es útil para obtener a través de mediciones, valores de referencia para conocer las temperaturas en puntos representativos del transformador.

Cuando el transformador se encuentra en servicio normal, en base a los resultados de los ensayos y algunas mediciones es posible tener clara noción de la temperatura en sus distintos puntos.

En este concepto se han basado los relees de imagen térmica que protegen al transformador construyendo su temperatura en base a la medición del aceite y la corriente en uno o más arrollamientos.

Con las tecnologías actuales este relé puede ser fácilmente obtenido con simples operaciones de cálculo, a partir del modelo del transformador y relevando alguna temperatura y corriente, para basar los resultados en datos válidos (recientes).

Sin embargo los resultados pueden no ser correctos por influencia de corrientes armónicas cada vez más difundidas y con mayores valores tanto en redes

industriales (por causa de cargas con un elevado contenido de electrónica de potencia) como en la red pública (a causa de la gran cantidad de artefactos electrónicos del hogar y la oficina).

Factores que inciden en la vida útil

Todos los factores que afectan la temperatura del punto caliente tienen directa relación con la vida útil, pero son particularmente importantes y no siempre controlables los efectos que produce una sobrecarga.

Sobrecarga de transformadores inmersos en aceite

La expectativa de vida normal de un transformador es una referencia convencional que se basa en considerar su funcionamiento en servicio continuo con su carga nominal, en un medio ambiente cuya temperatura es de 20 °C y con una sobreelevación de temperatura del punto caliente de 78 °C (temperatura 98 °C).

Si este valor se supera debe esperarse una reducción de la vida.

En esta condición de funcionamiento la temperatura del punto caliente excede en 13 °C el valor de sobreelevación medio de temperatura de 65 °C del arrollamiento (medido por variación de resistencia) adoptado en la guía IEC 354 para transformadores de distribución.

En transformadores medianos y grandes, dependiendo del tipo de refrigeración, la guía fija para la sobreelevación del arrollamiento valores que son inferiores a los límites impuestos por la norma, aclarando que según sea el diseño alcanzar los límites podría llevar a superar el valor de 78 °C correspondiente al punto caliente.

Si se representa el ciclo de carga diario por medio de un diagrama equivalente simplificado de dos escalones, para distintos ciclos de carga, y valores de temperatura ambiente comprendidos entre -25 °C y 40 °C, la guía propone curvas (para carga cíclica normal) con consumo de vida normal, y tablas (para carga cíclica de emergencia) con un consumo de vida expresado en días equivalentes de funcionamiento a potencia nominal con temperatura ambiente de 20 °C, que permiten determinar el pico de carga para una dada duración y una determinada carga inicial.

Tabla #6 - Valores límites con sobrecarga para transformadores de distribución

	Cíclica normal	Emergencia larga duración	Emergencia corta duración
Corriente (pu)	1.5	1.8	2.0
Punto caliente y partes metálicas en contacto con aislantes (°C)	140	150	si la temperatura del punto caliente supera 140..160 (°C) puede resultar riesgoso
Aceite capa superior (°C)	105	115	

También para sobrecarga se recomienda no superar ciertos límites de corriente en valor relativo y temperaturas del punto caliente y del aceite en la capa superior, la tabla 5 muestra a modo de ejemplo estos valores para un tipo de transformador.

Utilizando las curvas y suponiendo que la tensión aplicada al transformador permanece constante, se puede también determinar la potencia nominal de un transformador (esperando un consumo de vida normal) para un perfil de carga rectangular definido por la relación entre el pico de carga y la carga inicial (K_2/K_1).

Un cambio en las condiciones de carga se trata como una función escalón. El perfil rectangular de la carga, consiste en un escalón con una cierta duración seguido por un descenso también en escalón.

Para una variación de carga continua, la función escalón se aplica para lapsos pequeños y el cálculo de la temperatura del punto caliente, consiste en un procedimiento repetitivo.

Para determinar el incremento de temperatura del aceite durante un transitorio a partir de la temperatura inicial, se debe utilizar la constante de tiempo del aceite y conocer la temperatura final.

El valor de la constante de tiempo depende del tipo de transformador, la guía adopta 3 horas para transformadores de distribución, 2.5 horas para

transformadores de media y gran potencia con refrigeración natural en aceite y 1.5 horas para refrigeración forzada o dirigida.

Cuando se tiene un aumento de la carga, la variación de la sobreelevación de temperatura entre el devanado y el aceite se debe calcular utilizando la constante de tiempo característica del devanado, pero como normalmente este parámetro es muy pequeño (5 a 10 minutos), el incremento de temperatura del punto caliente se alcanza en forma casi instantánea (aún para cargas breves de alto valor).

La guía considera nula la constante de tiempo de los devanados debido a que el tiempo de duración del pico de sobrecarga utilizado en las tablas es de 30 minutos o más.

Limitaciones y efectos de superar la potencia nominal

Se considera como vida normal aquella que tendría la máquina funcionando en servicio continuo con su potencia nominal, con ciclos de carga normales y para condiciones normales de temperatura ambiente.

La vida de un transformador depende en alto grado de un conjunto de solicitaciones tales como sobretensiones, cortocircuitos en el sistema y sobrecargas de emergencia, que pueden ocurrir en forma separada o conjunta.

La sobrecarga y/o el funcionamiento con temperaturas ambientes más altas que las normales, introducen un grado de riesgo y un envejecimiento acelerado.

En el capítulo siguiente se describe la metodología con la que se puede evaluar el consumo de vida en función de la temperatura del punto caliente.

Veamos como ejemplo, un transformador que funciona 4 horas a 104 °C estas equivalen a 8 horas de funcionamiento normal, y si funciona 8 horas a 92 °C estas equivalen a 4 horas. Si en las 12 horas restantes funciona a 98 °C estas equivalen a 12 horas y entonces cada 24 horas se habrán utilizado 24 horas de vida.

Si un transformador funciona todo el día a 104 °C su día de uso equivale a dos días de vida.

La metodología con la que se puede estudiar el consumo de vida se basa en conocer.

- la temperatura ambiente de hora en hora

- la carga de hora en hora

Partiendo de estos datos se puede determinar la temperatura del aceite y del punto caliente, el paso siguiente es calcular el consumo de vida de hora en hora e integrarlo.

La guía IEC 354 ofrece un método para proponer la temperatura ambiente de hora en hora durante todo el año, conocidos datos climáticos promedio mes a mes, el método genera temperatura promedio diaria y temperatura de hora en hora.

Se puede plantear el uso de un transformador de distribución a carga y temperatura variables. Más interesante cuando hay una fuerte correlación entre la carga y la temperatura, que se presenta por ejemplo en los transformadores elevadores de los grupos turbogás, para los cuales el aumento de temperatura ambiente corresponde a una cierta reducción de la potencia que la turbina puede entregar.

(2007)

2.4 Métodos investigación empleados.

Para el desarrollo de la investigación se utilizaron dentro de los métodos del nivel teórico, el histórico – lógico para conocer las principales causas de averías de los transformadores, las fallas mas comunes y las contra medidas, que se han analizado en varias partes del mundo así como en Cuba. De los métodos empíricos se utilizó el análisis documental para conocer el comportamiento estadístico de los transformadores dañados. Tomando en cuenta estos trabajos ya realizados y los registros estadísticos de los últimos 5 años que posee la Empresa Eléctrica de Holguín con respecto a los transformadores.

Conclusiones

Como conclusión se destaca la importancia de ajustarse a las normas para que el término "potencia nominal" no pierda su significado, y aclarar cuidadosamente las posibles condiciones extremas de funcionamiento a fin de encontrar los límites correctos de utilización.

Como se ha visto el transformador tiene una capacidad intrínseca de soportar sobrecargas que conviene que sea conocida y aprovechada.

Esta depende esencialmente de la condición de carga previa, de su duración, de la temperatura ambiente, no obstante no resulta fácil precisar exactamente cuales son estas posibilidades de sobrecarga.

Se observa que no se trata de la aplicación de métodos exactos, y que las guías que se emplean para una mejor utilización de los transformadores (no refiriéndose a una máquina en particular) deben ser por lo tanto aplicadas con sensatez, siendo el constructor quien conociendo el proyecto, puede dar un aporte válido acerca de su sobrecargabilidad.

El transformador es tal vez la máquina más conocida y considerada habitualmente la más simple, no obstante para elegir correctamente sus parámetros eléctricos, sus características de refrigeración y sus aptitudes para el tipo de instalación previsto y el servicio requerido, es necesario considerar atentamente muchos elementos que tienen importante incidencia tanto en su costo inicial como en el correspondiente costo a lo largo de toda su vida.

No se pretende sustituir sino poner en evidencia que se debe hacer un gran esfuerzo, dedicando todo el tiempo necesario, a la lectura, interpretación, correlación, discusión y aplicación de las distintas normas involucradas en estos temas.

Capítulo III Resultado y Descripción.

Introducción.

En el presente capítulo se describe los resultados obtenidos después de terminado un análisis detallado de la situación de los transformadores en la provincia de Holguín. Después de una rotación por los distintos locales, donde se registran estadísticas como resultados de las pruebas que se le hacen a estos transformadores dañados, se hace un análisis en busca de las causas más comunes que ocasionan rupturas de estos. Dividimos nuestro trabajo en tres etapas distintas; el periodo 2003-2006, 2007-2008 (Revolución Energética y paso del ciclón Ike) y 2007-2011. Las causas detectadas en la primera etapa se comparan con las obtenidas en los años postreros, frente a causas comunes se evalúan las medidas que se propusieron en aquella época sosteniendo aquellas que mantienen su validez y en los casos de situaciones nuevas se proponen nuevas medidas.

3.1 Estudio básico de los períodos 2003-2006, 2007-2008, 2009-2011.

Análisis de la información estadística en la primera etapa 2003-2006

El punto de partida es el estudio de los transformadores dañados existentes en la empresa en el período comprendido en los años 2003-2006. En esta etapa la cantidad de transformadores dañados se mantiene con un valor medio de 240 máquinas dañadas anual. Con un mínimo de 220 transformadores en el año 2004 y un máximo de 298 en el 2006. En la provincia los municipios con menor porcentaje de transformadores quemados son Freire Moa y Báguano. Holguín que fue el municipio con mayor cantidad de rupturas con 342 reportes de quemados pero no ocupó uno de los últimos lugares de la provincia, quedando este puesto para C. García, Cacocum, Banes y Gibara respectivamente.

Los fabricantes de transformadores con mayor presencia en los dañados son los Latinos (Cubanos), chinos, reconstruidos en Holguín y en menor medida los TPL, Aichi, e Hitachi.

En los años dentro del marco 2003-2006 existe la siguiente situación:

Tabla #7 Transformadores dañados por fabricante.

	2003	2004	2005	2006	TOTAL
Reconstruidos	92	70	68	51	281
Latinos	35	27	41	32	135
Chinos	28	33	38	34	133
TPL	27	23	18	12	80
Aichi	21	12	18	17	68
Hitachi	14	9	17	10	50

Durante esta etapa las causas más frecuente fueron los CC, rayos. Se destaca que la sobrecarga no es de mucha relevancia en esta etapa.

Tabla #8 Transformadores dañados por causas.

	2003	2004	2005	2006	Total	%06	%AC05
C circuito	110	98	92	103	403	46	42,7
Rayos	63	54	64	46	228	21	25,9
P internos	47	58	59	38	202	17	23,4
Sobrecarga	17	9	31	35	92	16	8,1

Transformadores dañados por circuitos primarios

En la etapa de estudio se observa que se han quemado transformadores en 142 circuitos. Hay circuitos donde se queman más transformadores que en otros; por ejemplo existen circuitos con 4 años o más que no presentan transformadores quemados, ejemplo el circuito Mayari-2 con 4 años, circuito farallones de Moa con 8 años. Hay otros con tendencia a notables mejorías como son vocacional 3, Mir2, Oeste, Vocacional-2. Otros circuitos con empeoramiento significativo como Guirabo1 y circuito1 Holguín.

Transformadores dañados por circuitos secundarios

Esta etapa que se analizó, se dañaron 969 transformadores en 724 bancos. Existieron 2 bancos con 4 transformadores, 11 bancos con 3 transformadores dañados y 102 bancos con 2 transformadores como datos con más relevancia.

Transformadores dañados por nivel de Voltaje Primario

Se verificó que los transformadores de 7620 V se queman menos que los de 2400 V con 2.3 de índice contra 3.2 los segundos.

Tabla #9 Transformadores dañados por nivel de Voltaje Primario.

kVA	V	Ind	fc max 1h	Proporción %	Daño %	Cant	% total
10	7620	5.5	3.05	12.05	20.7	167	17.4
15	7620	5.2	2.03	14.94	24.2	195	20.3
10	2400	3.2	1.44	10.29	14.2	22	2.3
25	7620	2.8	1.83	22.32	19.7	159	16.5
50	2400	2.6	1.92	19.92	21.9	34	3.5
37.5	2400	2.5	1.92	14.22	15.5	24	2.5
50	7620	2.3	1.83	20.59	14.9	120	12.5
37.5	7620	2.1	2.03	18.33	12.2	98	10.2
15	2400	2.1	1.60	12.39	11.0	17	1.8
25	2400	2.0	1.92	31.88	27.1	42	4.4

Los transformadores que más se quemaron en esta etapa son los de 10 kVA y 15 kVA con porcentaje por encima del 5%. Muchas veces la protección con fusibles por el primario no era la adecuada, incluso, en ocasiones estaban sustituidos por alambres.

Análisis de la información estadística en la segunda etapa 2007-2008

En el periodo 2007-2008 la cantidad de transformadores dañados dio un salto brusco, en el año 2007 se empezaron a reflejar los efectos de la revolución energética y se obtuvo un número de 456 máquinas dañadas, al crecer de tal manera este indicador, se tomaron una serie de medidas para contrarrestar este acontecimiento; como era obvio la sobrecarga en los transformadores fue la mayor causa de daño; aunque se redujo de manera considerable esta causa no se logró una completa recuperación del sistema; esto repercutiría de manera negativa

en los años postreros. El 2008 fue cuando aconteció el ciclón Ike y se dañaron 269 transformadores, de estos 54 fueron a causa de este fenómeno; la sobrecarga sería una vez más una de las causas primordiales.

En la provincia los municipios con menor porcentaje de transformadores quemados son Mayarí y Antillas; Holguín aunque fue el municipio con mayor cantidad de reportes de quemados no ocupó uno de los últimos lugares de la provincia porque el porcentaje fue considerablemente menor, quedando este puesto para Calixto. García, Zagua, Frank País, respectivamente.

Como en esta etapa las causas fueron particularmente especificadas las marcas no fueron de gran interés.

Transformadores dañados por causas

Durante esta etapa como se puede observar las causas más frecuentes fueron las ocasionadas por los fenómenos naturales y la venta de equipos electrodomésticos.

Tabla #9 Transformadores dañados por causas.

		2007		2008	
Transformadores de Distribución Dañados	Mes	Acum	Mes	Acum	
Causa 1 Rayos	2	149	1	54	
Causa 2 Sobrecarga	4	77	2	38	
Causa 3 Cortocircuito Externo	8	147	5	98	
Causa 4 Problemas Internos	11	76	4	71	
Causa 5 Contaminación				1	
Causa 6 Oscilaciones				0	
Causa 7 Contaminación		4		3	
Causa 8 Desconocida		3		4	
Total	25	456	12	269	

Transformadores dañados por capacidad

Se verificó que los transformadores de 15kVA, 25kVA, 37.5kVA y de 50kVA llegaron al taller de transformadores con más frecuencia que los de restante potencia.

Rehabilitación de redes

Se tomaron una serie de medidas para contrarrestar esta etapa atípica.

- Cambio de los secundarios, se pusieron más gruesos.
- Sustitución de transformadores por otros de mayor capacidad.
- Sustitución de los fusibles inadecuados.
- Chequeo de los aterramientos de los transformadores.
- División de los circuitos secundarios en 2 convirtiéndolos en circuitos cortos.

Análisis de la información estadística en la tercera etapa 2009-2011

En el periodo 2009-2011 la cantidad de transformadores dañados no varió mucho por años, se obtuvo un promedio de 246 máquinas dañadas anual.

Con un mínimo de 240 transformadores en el año 2010 y un máximo de 250 en el 2011. En la provincia los municipios con menor porcentaje de transformadores quemados son Fran País y Antillas, Holguín que fue el municipio con mayor cantidad de rupturas con 363 reportes de quemados pero no ocupó uno de los últimos lugares de la provincia, quedando este puesto para C. García, Zagua, F. País, Báguano y Cueto respectivamente.

La marca de transformadores con mayor presencia en los registros de estadística para esta etapa son los Latinos (Cubanos), Chinos, Aichi y en menor medida los Prólec, Hitachi y TPL.

En los años dentro del marco 2009-2011 se presentó la siguiente situación:

Tabla #10 Transformadores dañados por fabricante.

Marcas	2009	2010	2011	Total
Latinos	147	168	185	500
Chinos	59	33	52	144
Aichi	39	31	28	98
Prólec	26	24	32	82
Hitachi	19	24	31	74
TPL	26	25	22	73

Transformadores dañados por capacidad

Se verificó que los transformadores de 5kVA, 63kVA, 112kVA, llegaron al taller de transformadores con más frecuencia que los de restante potencia. En la siguiente tabla se demuestra:

Tabla #11 Transformadores dañados por capacidad.

Clasificación por potencia				Promedio	Total. existencia	%
kVA	2009	2010	2011			
5	4	3	5	4	27	14.8
10	49	54	56	53	944	5.6
15	75	70	67	70,6666667	1521	4.6
25	89	98	114	100,3333333	2845	3.5
37,5	80	63	73	72	2961	2.4
40	1	1	1	1	11	9.1
50	89	83	106	92,6666667	3458	2.7
63	1	7	2	3,33333333	21	15.9
75	14	15	13	14	332	4.2
100	3	15	13	10,33333333	227	4.6
112	0	1	1	0,66666667	6	11.1
160	0	0	1	0,33333333	30	1.1
167	0	2	5	2,33333333	76	3.1
250	0	0	3	1	76	1.3
400	0	3	1	1,33333333	10	4.4

Transformadores dañados por causas

Durante esta etapa los las causas más frecuente fueron los C.C interno con diversas causas y sobrecargas respectivamente.

Tabla #12 Transformadores dañados por causas.

2009-2011	Dañados por causas	
Causas	# De trans.	%
Baja técnica.	7	1,05
Bajo aislamiento.	2	0,30
CC externo	81	12,20
CC interno	171	25,75
C.C inter.(P)	94	14,16
C.C inter.(S)	8	1,20
Rayos	42	6,33
S. Carga	259	39,01
Total	664	

Breve análisis estadístico descriptivo de las causas reales de roturas en la etapa 2009-2011

A continuación se hace un análisis de los transformadores que se reportaron quemados y de mantenimiento en el periodo 2009-2011. La base de datos utilizada fue proporcionada por la Empresa Eléctrica, específicamente el taller de transformadores.

Tabulación - Causa_real

Datos/Variable: Causa_real

Número de observaciones: 1379

Número de valores distintos: 8

Este procedimiento cuenta el número de veces que se presentan cada uno de los 8 valores únicos de Causa_real.

Tabla #13 Tabla de Frecuencia para Causa real

Clase	Valor	Frecuencia	Frecuencia Relativa	Frecuencia Acumulada	Frecuencia Rel. acum.
1	Baja Técnica	67	0,0486	67	0,0486
2	Bajo Aislamiento	14	0,0102	81	0,0587
3	Cortocircuito Externo	128	0,0928	209	0,1516
4	Cortocircuito Interno	397	0,2879	606	0,4394
5	Cortocircuito Interno Primario	183	0,1327	789	0,5722
6	Cortocircuito Interno Secundario	20	0,0145	809	0,5867
7	Rayo	69	0,0500	878	0,6367
8	Sobre Carga	501	0,3633	1379	1,0000

Recuentos y porcentajes acumulados, desde el inicio de la tabla hacia abajo.

Diagrama de Barras de Causa_real

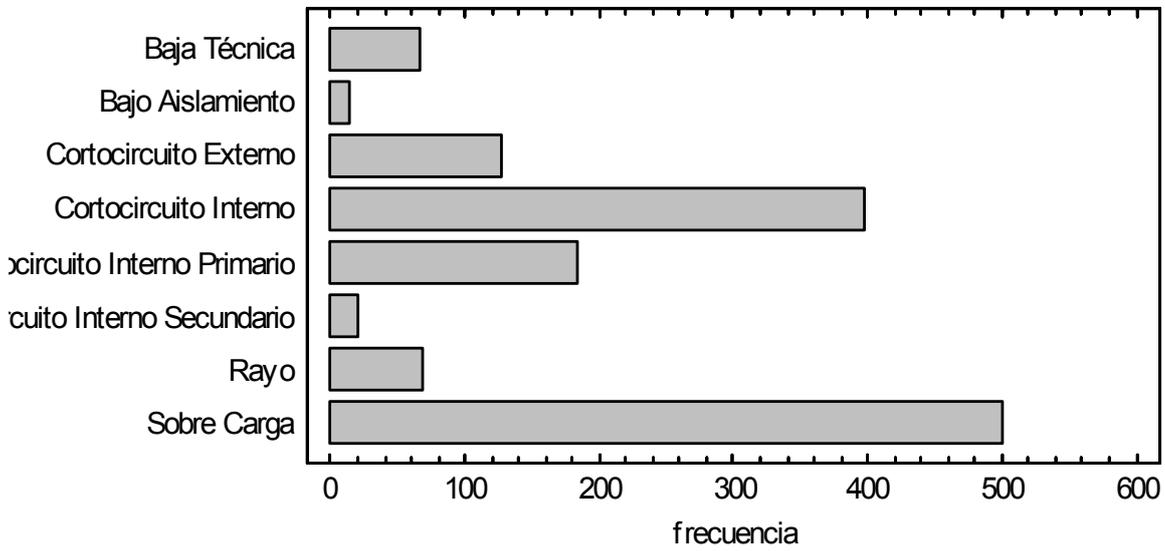
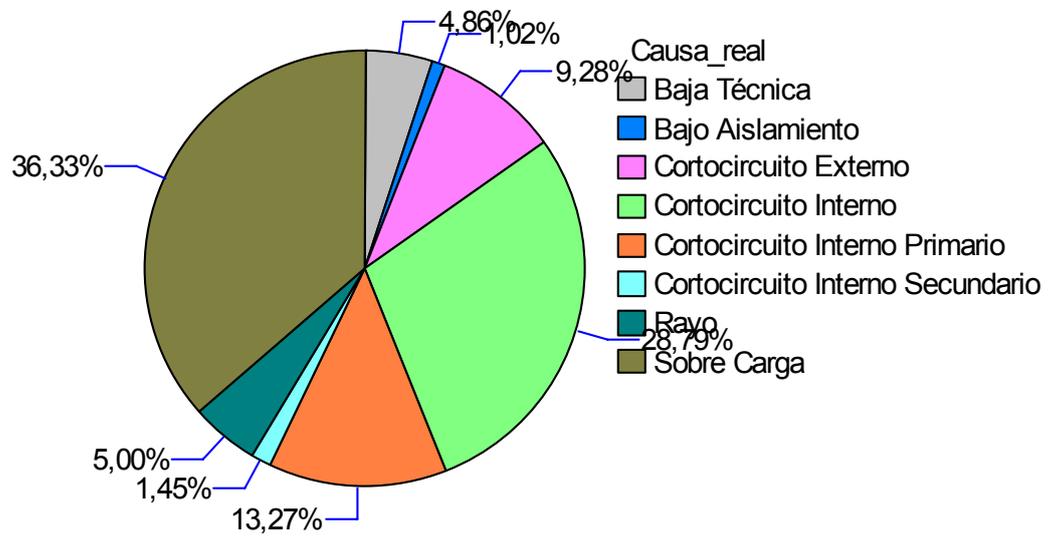


Diagrama de Sectores de Causa_real



De este último análisis podemos concluir que estas tres causas generales provocaron el 89.12 % de los reportes en el último período. A hacer recaer estas causas deben encaminarse medidas.

Conclusiones

De los análisis realizados del período 2003 – 2006 se puede determinar que la falta de capacidad adecuada de los fusibles utilizados, frente a sobrecargas y CC en los transformadores es la causa fundamental. Los transformadores pequeños son los más sensibles a las sobrecargas y asociado a fusible inadecuados pueden ser entonces los que más fácilmente se dañen. La calidad está asociada a la cantidad de transformadores quemados, los de mayor incidencia son los de marca Latino y los reconstruidos. Causa que más incide son los CC, estos están asociado en gran medida a la falta de poda de las ramas que tocan el secundario.

Del análisis realizado para la etapa 2007 - 2008 se determinó que la gran cantidad de transformadores dañados fueron por causas de origen atmosféricos y el aumento de carga eléctrica, como consecuencias del ciclón Ike, otras tormentas eléctricas y la venta masiva de equipos de cocción. En el año 2007 se alcanzó un récord de 456 transformadores dañados, en el 2008 bajo a 269 esta cifra, debido a los trabajos de rehabilitación de redes. Coincidiendo que los transformadores de pequeña capacidad son los que más se queman. Las causas más frecuentes fueron rayos, cortocircuitos externos y problemas internos, lo que da evidencia del efecto de la sobrecarga eléctrica, pues al existir el secundario inadecuado con respecto a una mayor carga este se dilata produciéndose un cortocircuito externo; por su parte las lluvias crean humedad en los árboles que al tocar el secundario crean cortocircuito externo.

Estos últimos 2 años fueron atípicos por el salto brusco de la cantidad de transformadores dañados.

En la etapa 2009 – 2011 se determinó que los transformadores que más se dañaron fueron los latinos. Las causa principales de ruptura en esta etapa son cortocircuito interno y sobrecarga. A causa de los altos voltajes los cortocircuitos

en el primario fueron más frecuentes. En esta etapa los transformadores chiquitos se mantuvieron como los más frecuentes a quemarse, pero aparecen también transformadores grandes que se dañan por carga desbalanceada. Los transformadores que más se quemaron fueron los de 10kVA, 15kVA, 25kVA y 50kVA, esto no significa que por su capacidad sean los más vulnerables, sino porque son los que más existen. Los transformadores que de acuerdo a su capacidad presentan mayor porcentaje son los de 5kVA, 63kVA, 112kVA. El de 5kVA es el que más fácil se sobrecarga, los de 63kVA (son soviéticos) han perdido la hermeticidad y se llenan de agua.

El periodo que se analiza comprende desde el año 2003 hasta el 2011; está dividido en 3 etapas que son los periodos 2003-2006, 2007-2008 y 2009-2011 cada una con particularidades individuales. Para el periodo mencionado se calculó un promedio de 281 transformadores quemados por años.

3.2 Entrevista a operarios y Plan de Medidas.

Resultado entrevista a operarios

En el taller de transformadores de la Empresa Eléctrica de Holguín se realizan una serie de pruebas para comprobar el estado de los transformadores, tales pruebas son:

- Relación de transformación.
- Polaridad.
- De corto circuito.
- De excitación.

Todos estos datos son registrados en una base de dato digital, la cual es reportada posteriormente a la OBE provincial.

La entrevista realizada al encargado de hacer dichas pruebas nos reveló algunas inquietudes. Por ejemplo la marca de transformador que más se quema es el Latino, este dispositivo presenta una serie de problemas frecuentes en el taller, la hermeticidad que presenta el tanque no es la adecuada pues el tanque está mal

sellado, también presenta problemas en secundario por donde también se derrama el aceite, sueltan los núcleos, las guatacas de izaje, la pintura se oxida pues no le dan el ferro protector que lleva, en ocasiones traen el cambia-tap partido. Sucedió recientemente que 5 transformadores tenían bajo aislamiento en el secundario a tierra y fueron remitidos al taller sin todavía haberle dado uso, los cuales fueron devueltos.

También se habló de otras marcas donde se llegaron a conclusiones. De la marca rusa se mentó la longevidad de estos, presentando como problema más frecuentes la filtración de agua por la parte posterior del tanque (gel).

Se calificó de malos los transformadores chinos que han entrado recientemente pues son delicados y en muchas ocasiones se parten los cambia tap. Aquí debemos especificar que los transformadores antiguos chinos, los que datan desde 1962 o 1965 son muy buenos.

Los transformadores japoneses son muy buenos, cuando se dañan es por sobrecarga o rayos, muchas veces se pasa el aislamiento.

La Unión Eléctrica a donde pertenece la Empresa Eléctrica Holguín, realizó una instrucción específica al taller de reparación de transformadores. En este taller se reciben casi a diario transformadores dañados de toda la provincia de Holguín, es necesario citar que estos se reciben con una factura donde se registran una serie de parámetros como: potencia nominal, voltaje del primario y el secundario, número de serie fabricante, número de empresa, entre otros datos; es de gran importancia detenerse en el dato *causa*, pues en ocasiones en este indicador se cometen errores, muchas veces ha ocurrido que se reciben como dañados y en realidad lo que están es falta de mantenimiento, esto repercute de manera negativa en las oficinas de las UEB donde se registran como dañados de manera incierta, esto ocasiona análisis e inversiones erróneas.

Plan de medidas

Las medidas planteadas están encaminadas a solventar las principales causas por las que los transformadores se dañan, que las explicadas y analizadas en el epígrafe 3.1.

Generales:

- Que se cumplan los procedimientos establecidos en el despacho, exigir que se llenen los modelos que plantean el estado de los transformadores.
- Exigir pruebas de calidad a los transformadores Latinos.
- Los transformadores importados deben cumplir el protocolo de exigencia y calidad.
- Hacer informes donde se permita estudiar las causas de disparos repetitivos.
- Capacitar el personal encargado de los reportes de los transformadores dañados que exige el protocolo.

Sobrecarga:

- Retomar el Plan de toma de carga instantánea en horario de máxima demanda en aquellos circuitos en los cuales la cantidad de roturas es mayor y en aquellos en los cuales la posibilidad de crecimiento de la demanda es mayor.
- Evitar en la planeación y puesta en marcha del crecimiento de nuestras redes la utilización de transformadores de 10 y 15 kVA, porque son los que más fáciles se sobrecargan.
- Solicitar mediciones de los transformadores sobrecargados antes de que se quemem.
- Mayor participación del ingeniero de distribución en el control de la cargabilidad de los transformadores en su municipio lo que requiere de mantener actualizado los registros que reflejan los datos de capacidad, demanda máxima medida o estimada y carga conectada.
- Replantear el plan de acción para enfrentar el crecimiento de la demanda eléctrica producto del crecimiento de la población.

CC interno:

- Utilizar aceite de calidad.
- Control de la humedad.
- Chequeo y contenido del aceite.

CC externo:

- Control total de los fusibles a instalar.
- Podas de árboles.
- Garantizar la existencia en cantidad y diversidad de los fusibles necesarios, hacer hincapié en los de menor calibre.
- Realizar las mejoras de tierra de los transformadores y del neutro en las estructuras extremas de estos circuitos.

3.3 Breve análisis técnico económico de los resultados esperados

Las medidas sugeridas están destinadas a prevenir principalmente las roturas por cortocircuito externos, sobrecargas y en menor medida por cortocircuito internos. Con estas se espera disminuir el número de roturas de transformadores de distribución en la provincia Holguín en no menos del 30% del promedio anual del total identificado en el período 2007-2011; que representa alrededor de 85 transformadores, implicando un ahorro aproximado de \$135490 CUC anual en dependencia de las fluctuaciones de los precios del mercado de las unidades o de los materiales necesarios para su construcción.

Conclusiones

Una vez cumplidos los objetivos y las tareas previstas para la reducción del número de transformadores dañados se concluye que:

- Se realizó un estudio correspondiente al estado del arte actual de los temas en cuestión tanto internacional como nacional.
- Se realizó un análisis de las fallas de mayor incidencia en la provincia de Holguín.
- Se describió el objeto de estudio.
- Se caracterizó desde el punto de vista técnico, físico y funcional los transformadores de distribución.
- Se buscó y analizó de forma estadística y descriptivamente información que refleja las principales fallas y causa de fallas.
- Se realizaron entrevistas a operarios de pruebas y jefes de taller, así como a directivos de la Empresa Eléctrica.
- Se propuso medidas para disminuir las roturas de transformadores de distribución.

Recomendaciones

- Utilizar las medidas planteadas en toda la provincia de Holguín para disminuir la cantidad de transformadores dañados.
- Hacer un seguimiento de este trabajo para que sea aplicado en todas las OBE de la provincia.

Bibliografía

ABB 2007 Manual del Usuario Operación y Mantenimiento de Transformadores de Potencia Bogotá Colombia.

Academia de Desarrollo-Ciencia investigación 2007 Métodos de diagnóstico de averías para transformadores con cambiadores de tomas en carga.

1990 Análisis de las fallas en transformadores causadas por la operación del pararrayos Bogotá.

Determinación de la sobreelevación de temperatura 2007.

<http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/Libros%202007/libros/cme/vol-05/1capit8/cm-08b.htm> 2007.

Ing. Industrial op. Electrico Luis García, Ing. Industrial op. Electrica Virginia Mansilla, Ing. Industrial Mecánico Juan Carlos Pertusso Ing. Electricista Leonardo.

Sosa 2005 Especificación, control de calidad, comportamiento y fallas sistemáticas en transformadores MT/BTUruguay.

The J & P Transformer Book 1998 Boston Reed Educational and Professional Publishing Ltd 1998.

TRANSBA S.A. 2009 Estadísticas de fallas en transformadores de potencia. *CIGRÉ*.